



# PIANO DI SVILUPPO

2025 - 2029



## SOMMARIO

<b>1</b>	<b>INTRODUZIONE .....</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>OBIETTIVI DEL PIANO DI SVILUPPO.....</b>	<b>6</b>
<b>3</b>	<b>IL CONTESTO NORMATIVO E REGOLATORIO .....</b>	<b>7</b>
<b>4</b>	<b>PRESENTAZIONE DELL’AZIENDA E DELLA REALTÀ SERVITA.....</b>	<b>8</b>
<b>5</b>	<b>CONSISTENZE DELLA RETE DI DISTRIBUZIONE.....</b>	<b>11</b>
5.1	CONSISTENZA IMPIANTI RETE DI SET .....	11
<b>6</b>	<b>STATO DELLA RETE DI DISTRIBUZIONE .....</b>	<b>14</b>
6.1	MODALITÀ DI ESERCIZIO DELLA RETE DI SET .....	14
6.2	QUALITÀ DEL SERVIZIO ELETTRICO .....	17
6.3	INDICI RESILIENZA RETE .....	20
6.4	BUCHI DI TENSIONE .....	22
6.5	GENERAZIONE DISTRIBUITA.....	23
6.6	SATURAZIONE DELLA RETE .....	26
6.7	TENSIONE DI RETE.....	31
6.8	PERDITE DI RETE.....	33
6.9	IMMISSIONI E PRELIEVI DI ENERGIA REATTIVA .....	34
6.10	STATO IMPLEMENTAZIONE SMART DISTRIBUTION SYSTEM.....	36
6.11	STATO IMPLEMENTAZIONE SERVIZI DI FLESSIBILITÀ DI RETE .....	37
<b>7</b>	<b>SCENARI DI EVOLUZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO.....</b>	<b>38</b>
7.1	SCENARI NAZIONALI.....	38
7.2	PIANO ENERGETICO AMBIENTALE PROVINCIALE 2021-2030.....	39
7.3	SCENARI DI SVILUPPO DEI CONSUMI.....	40
7.4	POMPE DI CALORE .....	44
7.5	VEICOLI ELETTRICI .....	48
7.6	SCENARI DI SVILUPPO DELLE FER E DEI SISTEMI DI ACCUMULO.....	52
<b>8</b>	<b>METODOLOGIA DI SCELTA E RAPPRESENTAZIONE DEGLI INTERVENTI .....</b>	<b>55</b>
8.1	DRIVER.....	55
8.2	CRITERI DI PIANIFICAZIONE .....	56
8.2.1	Interventi sulla rete di Alta Tensione (AT) .....	56
8.2.2	Interventi sulla rete di Media Tensione (MT) .....	57
8.2.3	Interventi sulla rete di Bassa Tensione (BT).....	57
8.3	MODALITÀ DI RAPPRESENTAZIONE DEGLI INTERVENTI .....	59
8.4	ANALISI CBA .....	60
8.4.1	Stima dei costi degli interventi .....	60
8.5	BENEFICI DEGLI INTERVENTI.....	64
<b>9</b>	<b>LE ESIGENZE DI SVILUPPO .....</b>	<b>66</b>
9.1	TENSIONE DI RETE.....	68
9.2	SATURAZIONE DELLE LINEE.....	71
9.3	SATURAZIONE DEI TRASFORMATORI MT/BT .....	72
<b>10</b>	<b>INTERVENTI PIANIFICATI .....</b>	<b>74</b>
10.1	INTERVENTI SU RETE AT .....	78
10.2	INTERVENTI SU RETE MT .....	79
10.3	INTERVENTI SU RETE BT .....	80
10.4	INTERVENTI FINANZIATI DAL PIANO NAZIONALE DI RIPRESA E RESILIENZA (PNRR).....	81
10.5	INTERVENTI DI DIGITALIZZAZIONE, SISTEMI DI TELECOMUNICAZIONE E INNOVAZIONE TECNOLOGICA .....	81
10.6	PROGETTO 2G .....	82
<b>11</b>	<b>ALLEGATI.....</b>	<b>82</b>

## INDICE DELLE FIGURE

Figura 1 - Rappresentazione dei territori serviti da SET e delle sedi operative .....	8
Figura 2 - Aree di pertinenza di cabina primaria.....	9
Figura 3 - Numero di CP e potenza di trasformazione installata. Dati storici relativi al quinquennio 2020-2024 .....	11
Figura 4 - Consistenze linee MT, dati storici quinquennio 2020-2024.....	11
Figura 5 - Consistenze linee BT, dati storici quinquennio 2020-2024 .....	12
Figura 6 - Numero di CS e potenza di trasformazione installata. Dati storici relativi al quinquennio 2020-2024 .....	12
Figura 7 - Numero totale di Utenti MT e BT connessi alla rete di SET nel quinquennio 2020-2024.....	13
Figura 8 - % CS Telecomandate per anno.....	16
Figura 9 - Indicatore di Durata per ambito.....	18
Figura 10 - Indicatore Numero per ambito.....	19
Figura 11 - Indice di rischio medio per area di competenza di cabina primaria per problemi legati alla caduta neve .....	20
Figura 12 - Indice di rischio medio per area di competenza di cabina primaria per problemi legati alla caduta piante .....	21
Figura 13 - Andamento storico numero buchi di tensione registrati, suddivisi per origine.....	22
Figura 14 - Numero di buchi di tensione registrati nel 2024 divisi per origine AT e origine MT .....	22
Figura 15 - Numero di connessioni e potenza installata nella rete di SET da parte di impianti fotovoltaici .....	23
Figura 16 - Potenza media degli impianti PV connessi in media e bassa tensione nel quinquennio 2020-2024 [kW] .....	24
Figura 17 - Report connessione impianti accumulo SET per anno .....	24
Figura 18 Potenza attiva installata per anno e per fonte, dettaglio sul totale .....	25
Figura 19 - Potenza complessiva assorbita/erogata della rete di SET nella giornata di minimo carico per il periodo 2020-2024 [MW].....	26
Figura 20 - Potenza complessiva assorbita della rete di SET nella giornata di massimo carico per il periodo 2020-2024 [MW].....	27
Figura 21 - Percentuale di carico massimo (95° percentile) per le cabine primarie in condizione N-1 .....	28
Figura 22 - Rapporto potenza FER installata e potenza di trasformazione di CP .....	29
Figura 23 - Chilometri di linee sature ( $I > 50\% IN$ ), per area di competenza, giornata primaverile (a), giornata invernale (b).....	30
Figura 24 - Percentuale dei trasformatori saturi (saturazione maggiore a 80%) per area di competenza. Giornata invernale a sinistra e primaverile a destra .....	30
Figura 25 - Percentuale di nodi MT che superano del 5% la tensione nominale nello scenario attuale .....	31
Figura 26 - Percentuale di nodi MT con caduta di tensione maggiore al 5% .....	31
Figura 27 - Distribuzione dei nodi MT con variazione di tensione maggiore del 7% .....	32
Figura 28 - Rappresentazione territoriale delle immissioni di reattiva in fascia F3.....	34
Figura 29 - Distribuzione territoriale della potenza di compensazione reattiva installata da SET a fine 2024 .....	35
Figura 30 - Storico dell'energia fornita dalla rete di SET in bassa e media tensione [TWh] .....	40
Figura 31 - Potenza Passiva (MW) venduta ai clienti finali su rete SET.....	41
Figura 32 - Nuova potenza installata relativa ad impianti di ricarica per veicoli elettrici .....	41
Figura 33 - Distribuzione delle colonnine di ricarica pubbliche con indicazione della potenza installata.....	42
Figura 34 - Distribuzione delle colonnine di ricarica pubbliche con indicazione delle ore equivalenti di utilizzo.....	43
Figura 35 - Andamento installazione di PdC in Provincia di Trento fino al 2023 e trend di crescita atteso al 2030.....	44
Figura 36 - Diagramma a dispersione che relaziona, per ciascun comune, altitudine e num. di PdC per abitante .....	45
Figura 37 - Profilo orario della potenza assorbita da una PdC a Trento.....	46
Figura 38 - Distribuzione consumi dovuti alle PdC previsti per il 2030, ripartita per le aree di competenza di cabina primaria .....	47
Figura 39 - Profili di ricarica.....	49
Figura 40 - Ripartizione territoriale dell'energia giornaliera [kWh] dovuta alla ricarica dei veicoli elettrici. Da (a) a (d) in ordine troviamo: ricarica domestica, ricarica sul posto di lavoro, ricarica da colonnina pubblica e ricarica in ambito turistico .....	50
Figura 41 - Ripartizione territoriale ricarica veicoli elettrici complessiva.....	51
Figura 42 - Andamento delle installazioni FER fino al 2023 e trend fino al 2030 .....	52

Figura 43 - Ripartizione installazioni fotovoltaico al 2030 per aree di competenza di Cabina primaria .....	53
Figura 44 - Ripartizione per cabina secondaria della nuova potenza fotovoltaica prevista al 2030.....	54
Figura 45 - Andamento carichi nei tre scenari considerati, giornata invernale .....	66
Figura 46 - Andamento carichi nei tre scenari considerati, giornata primaverile .....	67
Figura 47 - Percentuale di nodi MT che hanno registrato una sovratensione superiore al 5%.....	68
Figura 48 - Percentuale di nodi MT che hanno registrato una sottotensione superiore al 5%.....	69
Figura 49 - Distribuzione territoriale variazioni di tensione stagionale che supera il 7% per lo scenario 2030 (sx) e 2030 ridotto (dx).....	70
Figura 50 – Percentuale di chilometri di linee sature ( $I > 50\% I_N$ ), per area di competenza, giornata invernale. A sinistra scenario attuale, a destra scenario 2030 .....	71
Figura 51 - Chilometri di linee sature ( $I > 50\% I_N$ ), per area di competenza, giornata primaverile. A sinistra scenario attuale, a destra scenario 2030.....	71
Figura 52 - Numero di CS con trasformatori saturi (saturazione maggiore a 80%) di cui è possibile aumentare la potenza .....	72
Figura 53 - Numero di CS con trasformatori saturi (saturazione maggiore a 80%) per cui l'aumento di potenza del TR non risolve la criticità (TR già di taglia massima) e richiede la costruzione di una nuova CS .....	73
Figura 54 - Suddivisione degli investimenti nel periodo di riferimento del PDS 2025-2029 per livello di tensione .....	74
Figura 55 - Suddivisione degli investimenti per Driver di riferimento.....	75
Figura 56 - Percentuale di investimenti del PdS 2025 per fase di avanzamento.....	76
Figura 57 - Numero delle opere del PdS25 per fase di avanzamento.....	76
Figura 58 - Rappresentazione in percentuale dello stato lavori degli investimenti previsti per il PdS25 .....	77
Figura 59 - Rappresentazione del numero di interventi previsti per il PdS25, suddivisi per stato lavori.....	77

## INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1 - Obiettivi di nuova potenza fotovoltaica installata da fonti rinnovabili .....	52
Tabella 2 - Costi investimento impianti primari.....	61
Tabella 3 - Costi unitari, interventi sulla rete di media e bassa tensione.....	63
Tabella 4 - Costi operativi unitari annui .....	64

# 1 INTRODUZIONE

Il Piano di Sviluppo per le reti di distribuzione di SET Distribuzione per il quinquennio 2025-2029 (di seguito PdS), rappresenta la roadmap strategica con cui l'azienda intende garantire un sistema di distribuzione dell'energia elettrica affidabile, sostenibile ed efficiente. Questo documento fornisce una visione integrata dello stato attuale della rete e delle sue prospettive di sviluppo, in un contesto energetico in rapida trasformazione, ponendo al centro la missione di SET di gestire la rete di distribuzione in modo efficace e con elevati standard di qualità. La pianificazione e la gestione della rete devono infatti tenere in considerazione le trasformazioni in atto nel sistema energetico, le esigenze degli utenti e il quadro normativo vigente.

Un insieme di fattori, tra cui la crescente diffusione della generazione distribuita da fonti rinnovabili e l'elettrificazione dei consumi, richiedono una pianificazione attenta e flessibile da parte del distributore di energia elettrica. Attraverso il proprio PdS, SET vuole rispondere a queste sfide tramite investimenti mirati, l'adozione di tecnologie innovative e il potenziamento dell'infrastruttura di rete.

Il PdS si struttura in diversi capitoli, in cui vengono approfonditi gli aspetti chiave della rete di distribuzione, presente e futura.

Nel Capitolo 2 vengono descritti i principali obiettivi del PdS, in linea con le indicazioni dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito ARERA) e con le necessità di sviluppo socioeconomico della Provincia Autonoma di Trento.

Dopo una panoramica del contesto normativo e regolatorio nel Capitolo 3, nel Capitolo 4 si presenta la struttura aziendale e le principali caratteristiche della realtà servita.

Nel Capitolo 5 si dà contezza delle consistenze degli impianti della rete di SET, partendo dagli impianti primari fino alla rete di bassa tensione.

A seguire, nel Capitolo 6 si fornisce un'analisi tecnica dettagliata dello stato della rete di SET, atenzionando in particolare i parametri che ne determinano il livello di efficienza e affidabilità.

Il PdS prosegue con l'esposizione, nel Capitolo 7, dell'approccio utilizzato per lo sviluppo degli scenari del sistema elettrico, che ha considerato in particolare l'impatto dovuto all'elettrificazione dei consumi e all'aumento della generazione distribuita.

Nel Capitolo 8 si presenta la metodologia adottata da SET per la scelta e la rappresentazione degli interventi pianificati. Si riportano i driver e i criteri di pianificazione utilizzati per l'individuazione degli interventi di sviluppo. Successivamente vengono riportate le modalità di rappresentazione degli interventi e le modalità di stima dei costi da applicare alle analisi costi benefici degli interventi.

Le esigenze di sviluppo della rete, individuate sia dalle analisi dello stato della rete che dai risultati delle simulazioni degli scenari attesi, sono presentate nel Capitolo 9. In questo capitolo sono riportate le principali criticità, andando ad individuare le aree di intervento prioritarie.

Il Capitolo 10 esplora i principali interventi pianificati sulla rete di SET per gli anni di riferimento del presente PdS. Vengono illustrate le principali finalità degli interventi, il loro stato di avanzamento.

Nella sezione finale del PdS sono presentati gli allegati al documento, con l'elenco nominativo degli interventi, le schede di descrizione degli interventi e una serie di documenti di riferimento.

## 2 OBIETTIVI DEL PIANO DI SVILUPPO

Il PdS di SET ha l'obiettivo di delineare gli indirizzi strategici per garantire un sistema di distribuzione dell'energia elettrica efficiente, affidabile e adeguato alle trasformazioni del settore energetico.

Uno degli obiettivi principali è la risoluzione delle criticità di rete, individuando i fattori di stress per il sistema elettrico, legati a fenomeni di congestione, saturazione delle infrastrutture e qualità della tensione.

Un ulteriore obiettivo è il miglioramento della qualità del servizio, riducendo il numero e la durata delle interruzioni e garantendo la continuità dell'alimentazione elettrica. L'affidabilità del servizio è un fattore chiave per lo sviluppo economico e sociale del territorio e richiede un'attenzione costante alle dinamiche di rete e alle esigenze degli utenti.

L'incremento della resilienza della rete rappresenta un altro elemento centrale del PdS, in considerazione della crescente esposizione del sistema elettrico a eventi meteorologici estremi e alla necessità di migliorare la capacità della rete di adattarsi a condizioni impreviste. La resilienza è un fattore strategico per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento e la stabilità del servizio nel lungo periodo.

La riduzione delle perdite di distribuzione costituisce un obiettivo rilevante per migliorare l'efficienza complessiva del sistema elettrico, minimizzando gli sprechi e ottimizzando la gestione dell'energia.

L'incremento della Hosting Capacity e della Loadability disponibile sulla rete è fondamentale per supportare la crescita della generazione distribuita da fonti rinnovabili e per rispondere all'aumento della domanda di energia derivante dall'elettrificazione dei consumi.

Un ulteriore obiettivo è il potenziamento delle capacità di previsione e analisi, al fine di anticipare le evoluzioni del sistema energetico e adattarsi in modo flessibile alle esigenze emergenti. La possibilità di prevedere con maggiore precisione le congestioni di rete e le esigenze di sviluppo è un elemento chiave per migliorare la pianificazione e l'efficacia degli interventi.

Il PdS pone attenzione agli sviluppi in termini di innovazione tecnologica, riduzione dell'impatto ambientale e sicurezza. L'adozione di soluzioni innovative per il monitoraggio e la gestione della rete, la riduzione delle emissioni associate alle infrastrutture di distribuzione e il miglioramento della sicurezza degli impianti sono elementi essenziali per un sistema elettrico sostenibile e in grado di rispondere alle sfide future.

Il PdS si propone inoltre di approfondire il tema della flessibilità di rete, valutando come l'adozione di soluzioni innovative possa contribuire a ottimizzare l'uso delle risorse esistenti e l'esercizio della rete di distribuzione.

Infine, un obiettivo chiave è il rafforzamento delle relazioni con gli stakeholder della distribuzione, attraverso il consolidamento del coordinamento con Terna, con gli altri distributori interconnessi e con gli enti territoriali. Il dialogo costante con i soggetti coinvolti nella gestione del sistema elettrico è fondamentale per ottimizzare gli interventi di sviluppo e garantire una pianificazione efficace e condivisa.

Questi obiettivi guidano la definizione delle strategie di sviluppo della rete e la selezione degli interventi da implementare, con l'obiettivo di garantire un servizio efficiente e affidabile per tutti gli utenti.

### 3 IL CONTESTO NORMATIVO E REGOLATORIO

Il PdS di SET è redatto in conformità al quadro normativo europeo che, delineato a livello nazionale, definisce gli obblighi per i distributori di energia.

A livello comunitario, la Direttiva (UE) 944/2019 stabilisce regole comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, con l'obiettivo di garantire un sistema più integrato, trasparente ed efficiente, promuovendo la concorrenza e facilitando l'accesso alle fonti rinnovabili. Tale direttiva è stata recepita in Italia con il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210, che ha tradotto i principi europei in norme applicabili a livello nazionale.

In particolare, l'articolo 23, comma 5, del decreto 210/21 impone alle imprese di distribuzione con almeno 100.000 clienti finali l'obbligo di redigere e pubblicare un piano di sviluppo delle proprie reti. Questo piano deve includere misure per l'ammodernamento delle infrastrutture, l'integrazione delle fonti rinnovabili e il miglioramento dell'efficienza energetica. Inoltre, deve essere sottoposto a una consultazione pubblica che coinvolga autorità locali e soggetti interessati, garantendo trasparenza e partecipazione nel processo decisionale. L'obiettivo di questa regolamentazione è assicurare una pianificazione coordinata tra le reti di distribuzione e di trasmissione, in modo da rispondere alle esigenze future del sistema elettrico nazionale.

A livello regolatorio, ARERA ha specificato le modalità di attuazione attraverso la delibera 296/2023/R/eel. Nella delibera si stabilisce che i distributori con più di 100.000 clienti devono presentare il loro piano di sviluppo all'Autorità entro il 31 marzo degli anni dispari, avviare una consultazione pubblica della durata minima di 42 giorni e inviare la versione aggiornata del piano entro il 30 giugno dello stesso anno, includendo le risposte ai contributi ricevuti. Il piano deve essere coordinato con il gestore della rete di trasmissione e considerare l'evoluzione della domanda e della produzione di energia elettrica, individuando le congestioni e pianificando gli investimenti, con particolare attenzione alle linee in alta tensione e alle cabine primarie.

Infine, l'articolo 61, commi 1, 2 e 3, del Testo Integrato delle Regolazione Output-Based del servizio di distribuzione (TIQD) dell'ARERA definisce i documenti da utilizzare come linee guida per la predisposizione dei piani di sviluppo.



## 4 PRESENTAZIONE DELL'AZIENDA E DELLA REALTÀ SERVITA

SET è parte del Gruppo Dolomiti Energia e dal 2005 gestisce il servizio di distribuzione dell'energia elettrica nella maggior parte del territorio della Provincia Autonoma di Trento, anche nelle vallate più periferiche, grazie alle 7 Unità Operative di supporto alle sedi centrali di Trento e Rovereto.

SET conta 284 persone, suddivise tra tecnici e personale operativo.

I comuni serviti da SET in prevalenza o totalmente, rappresentano l'85 % circa dei 166 comuni della Provincia di Trento. In coerenza con il Piano della distribuzione elettrica della Provincia Autonoma di Trento, nel tempo SET ha integrato alcuni DSO sottesi che hanno cessato l'attività.

Nella planimetria seguente, Figura 1, è riportata la mappa del territorio della Provincia con l'evidenza dei Comuni serviti da distributori diversi da SET e la dislocazione delle sedi di Unità Operativa sul territorio.

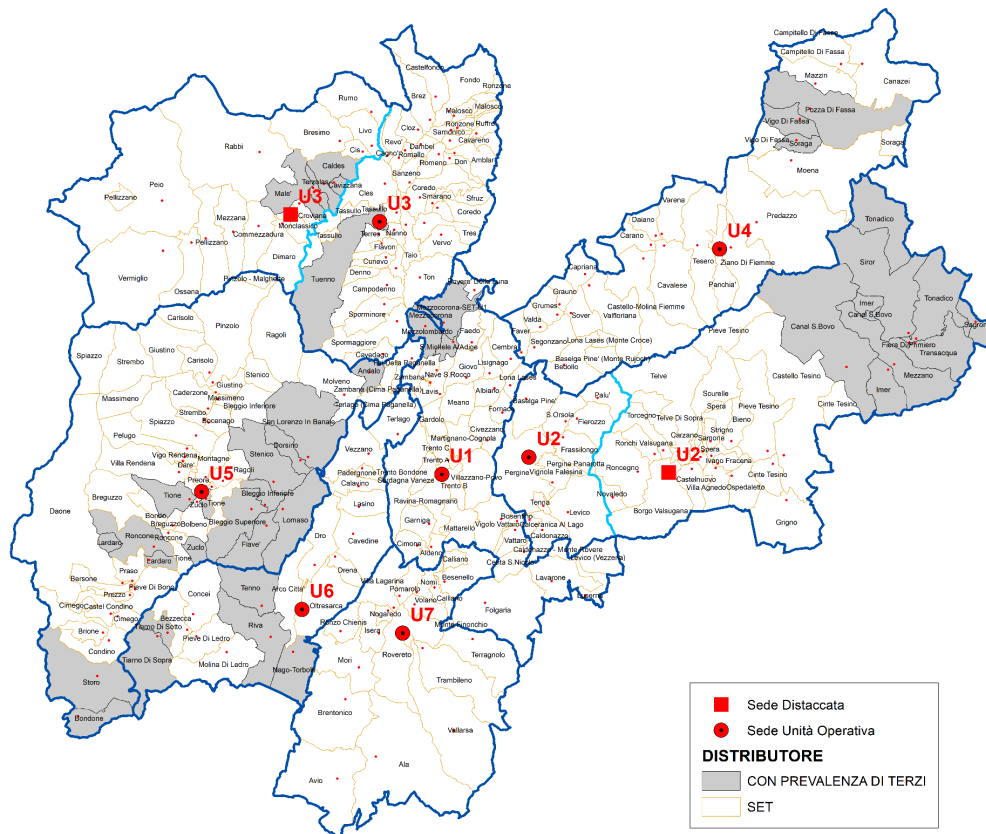
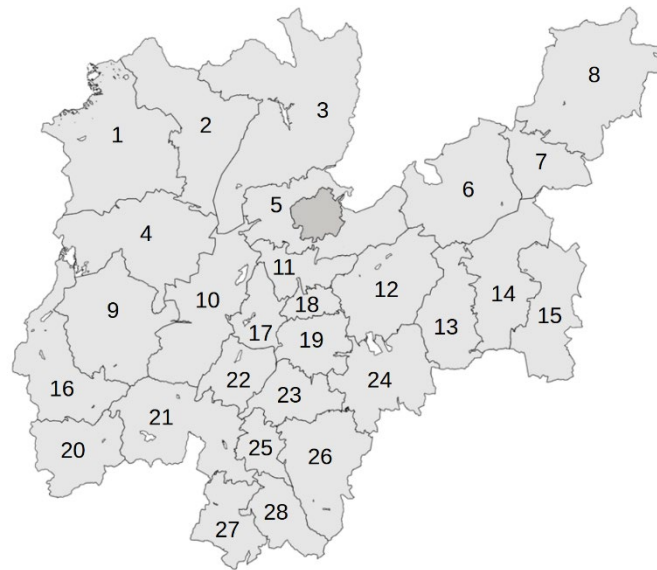


Figura 1 - Rappresentazione dei territori serviti da SET e delle sedi operative

In Figura 2 sono rappresentate le aree omogenee delle Comunità Energetiche, pertinenti alle singole Cabine Primarie. Nel corso del documento le analisi effettuate verranno spesso ricondotte ad una rappresentazione territoriale basata su queste aree.



1. Ossana	11. Lavis	21. Arco
2. Monclassico	12. Brazzaniga	22. Dro
3. Tassullo	13. Borgo Valsugana	23. Rovereto Nord
4. Giustino	14. Scurelle	24. Caldonazzo
5. S. Michele	15. Grigno	25. Lizzana
6. Varena	16. Cimego	26. S. Colombano
7. Predazzo	17. S. Massenza	27. Avio
8. Moena	18. Ponte S. Giorgio	28. Masocorona
9. La Rocca	19. Trento Sud	
10. Nembia	20. Storo	

**Figura 2 - Aree di pertinenza di cabina primaria**

La realtà territoriale gestita da SET è caratterizzata da un'elevata eterogeneità. Si passa da aree urbane a più elevata densità di popolazione, come le città di Trento e Rovereto, dove i carichi sono concentrati e vicini agli impianti primari, a zone rurali a bassa densità abitativa, con utenze distribuite su un territorio più ampio e spesso lontane dalle cabine primarie. A questa complessità si aggiungono peculiarità socioeconomiche del Trentino, come la presenza di numerose località sciistiche. Queste aree, pur essendo situate in quota e quindi distanti dagli impianti primari, registrano prelievi energetici significativi, sia per il funzionamento di impianti di risalita e innevamento artificiale, sia per la presenza di flussi turistici elevati, che determinano un aumento dei consumi nei centri abitati di riferimento.

SET intrattiene rapporti costanti con Terna per garantire un sempre maggiore coordinamento degli interventi sulla rete. Questo dialogo continuo permette di ottimizzare la gestione della rete elettrica e affrontare in modo coordinato le evoluzioni del sistema elettrico nazionale.

Un aspetto fondamentale è anche il coordinamento con gli altri DSO del territorio o confinanti. Questo rapporto consente di potenziare ed implementare i punti di interconnessione, migliorando così l'affidabilità della rete e ottimizzando gli interventi infrastrutturali.

Una peculiarità del territorio sono i 9 DSO sottesi alla rete di SET e i 4 DSO interconnessi, con la necessità di un coordinamento continuo per garantire un funzionamento armonizzato del sistema di distribuzione. Questo confronto costante è necessario per bilanciare le esigenze dei diversi operatori e individuare soluzioni ottimali che permettano a tutti di operare in modo efficiente, evitando problematiche legate alla saturazione delle reti o alla gestione delle risorse disponibili.

SET collabora strettamente con la Provincia Autonoma di Trento per migliorare i processi autorizzativi e per sviluppare scenari di evoluzione della rete coordinati con le strategie di sviluppo del territorio. Questa collaborazione si sta rafforzando con l'obiettivo di pianificare al meglio gli investimenti futuri e garantire la sostenibilità della rete.

In parallelo, SET sta incrementando le occasioni di confronto con il mondo accademico, attraverso collaborazioni con l'Università di Trento, l'Università di Padova e il Politecnico di Milano. Questi progetti congiunti permettono di sviluppare soluzioni innovative per la gestione della rete e di affinare le previsioni sulla domanda di energia e sugli scenari di crescita.

Garantire il miglior servizio possibile all'utenza è l'obiettivo primario di SET: la capacità di intercettare le esigenze di sviluppo del territorio e il dialogo con gli utenti sono aspetti fondamentali per assicurare una rete efficiente e adeguata ai nuovi bisogni. Grazie alla propria presenza capillare sul territorio, SET favorisce un'interazione costante e strutturata con cittadini, imprese ed enti locali, rispondendo tempestivamente alle richieste e anticipando le esigenze future.

Un altro tema emergente riguarda il coordinamento con i CPO (Charging Point Operators) in conformità con il quadro normativo vigente, per garantire un'efficace integrazione delle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici nella rete di distribuzione.

Le sfide emergenti del settore e la necessità di risposte rapide richiedono inoltre un maggiore coinvolgimento con altri operatori di infrastrutture. SET sta lavorando per rafforzare la propria capacità di creare sinergie con questi attori, concentrandosi in particolare sulle altre realtà del Gruppo Dolomiti Energia.

## 5 CONSISTENZE DELLA RETE DI DISTRIBUZIONE

### 5.1 CONSISTENZA IMPIANTI RETE DI SET

Gli impianti primari di SET sono complessivamente 29, suddivisi in diverse categorie: 18 Cabine Primarie (CP) 130/20 kV (potenza installata 1196,25 MVA), 6 CP 60/20 kV (potenza complessiva 211 MVA), 4 sezioni Media Tensione (MT) e 1 Centro Satellite costituito da un reparto MT dotato di autotrasformatore per la regolazione della tensione (35 MVA).

All'interno delle CP sono presenti complessivamente 46 trasformatori di Alta/Media tensione (AT/MT), con una capacità totale di 1.717,25 MVA, comprensiva dei trasformatori AT/MT di Terna alimentanti le sezioni MT.

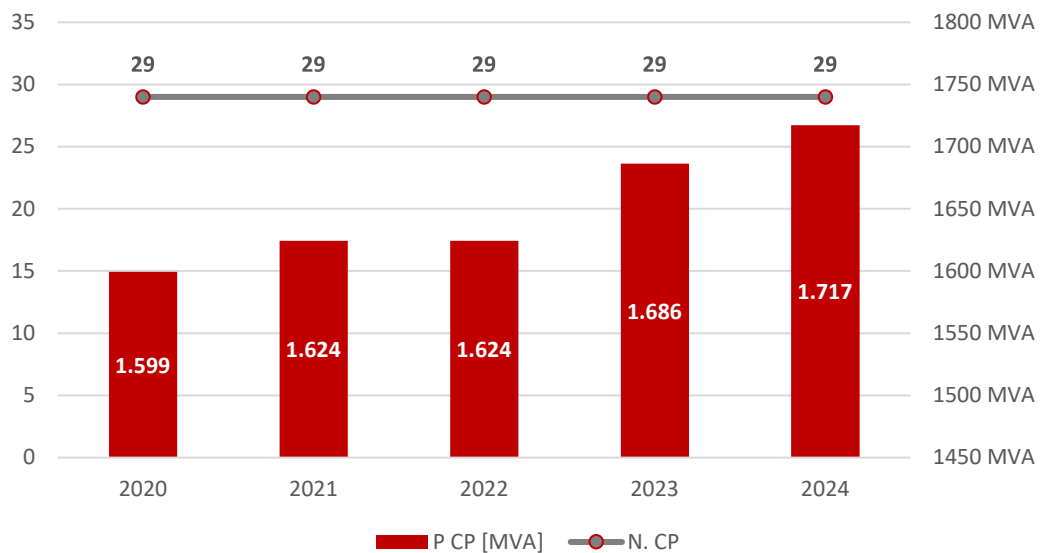


Figura 3 - Numero di CP e potenza di trasformazione installata. Dati storici relativi al quinquennio 2020-2024

Le linee MT, esercite alla tensione nominale di 20 kV, sono lunghe complessivamente 3633 km, con 758 km di conduttori nudi, 298 km di conduttori aerei e 2577 km di conduttori interrati.

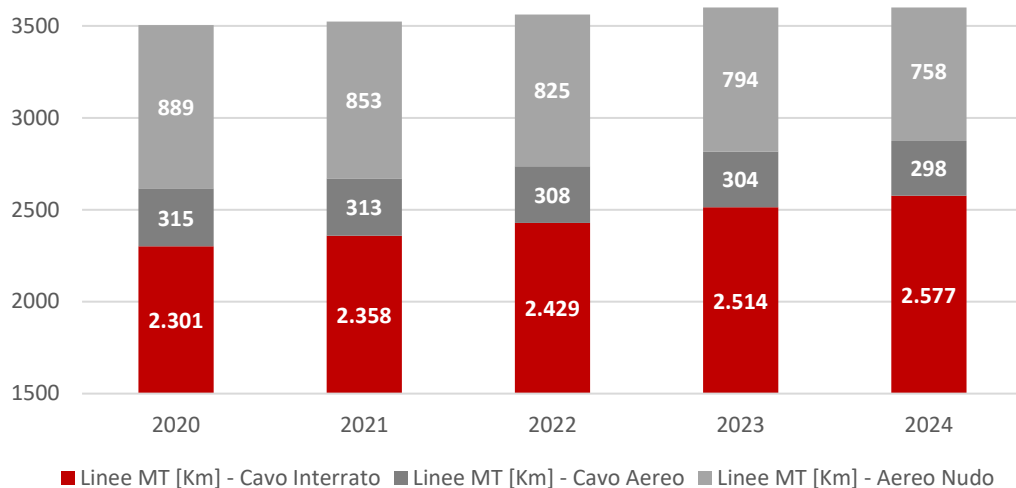
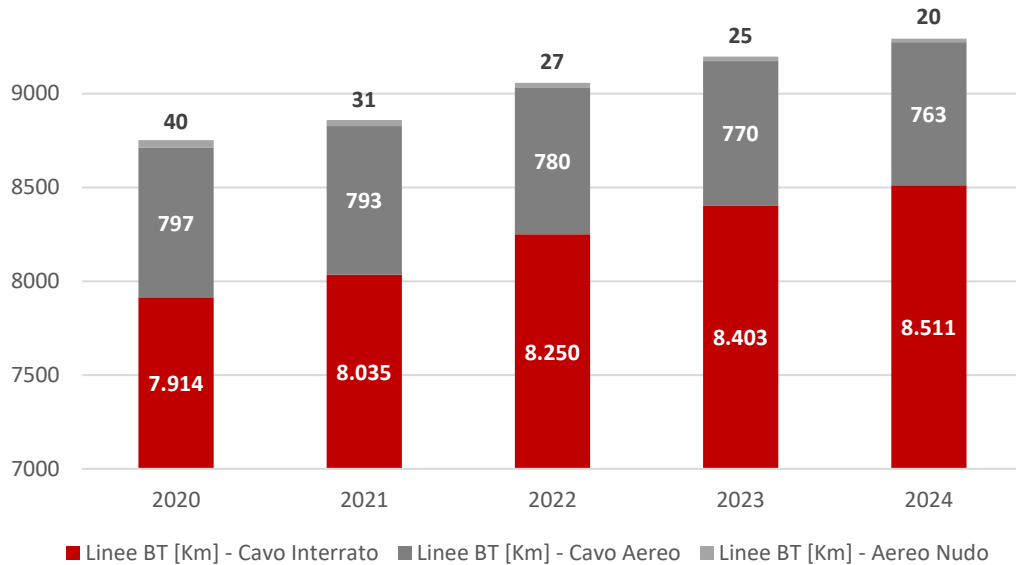


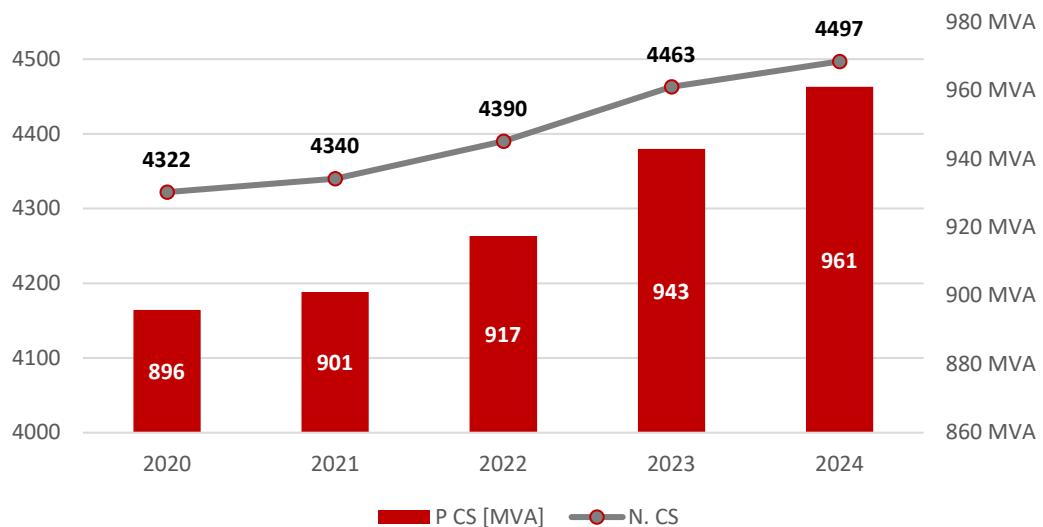
Figura 4 - Consistenze linee MT, dati storici quinquennio 2020-2024

Le linee BT, esercite alla tensione nominale di 400 V, sono lunghe 9294 km, con una minima parte di 20 km in conduttori nudi, 763 km in conduttori aerei e 8511 km in conduttori interrati. Le reti BT comprendono anche circa 91 km di rete esercita a 900 V con 93 impianti di trasformazione 900/400 V in aree rurali o in alta montagna, dove tale soluzione tecnica si è rivelata molto più conveniente rispetto ad un impianto in media tensione.



**Figura 5 - Consistenze linee BT, dati storici quinquennio 2020-2024**

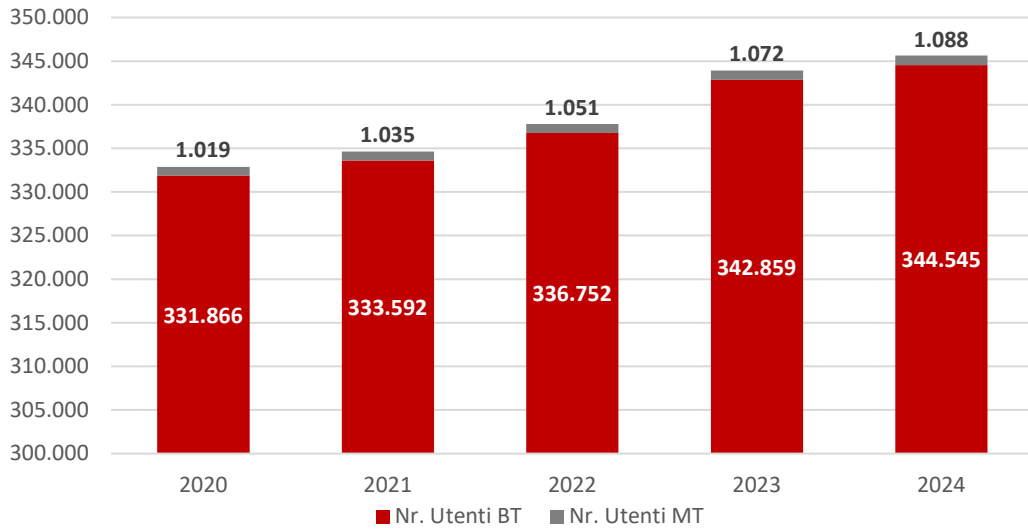
Le cabine secondarie (CS) sono complessivamente pari a 4.497 con una potenza installata complessiva MT/BT pari a 961 MVA. Di queste 658 sono costituite da posti di trasformazione su palo, mentre le rimanenti sono Cabine secondarie in muratura di proprietà o in locale di terzi con apparecchiature di SET. La maggior parte delle Cabine in muratura sono arredate con quadri unificati di tipo protetto, con costi di manutenzione molto contenuti.



**Figura 6 - Numero di CS e potenza di trasformazione installata. Dati storici relativi al quinquennio 2020-2024**

SET non ha in gestione e in proprietà linee AT in quanto tutta la sua rete AT è stata ceduta nel 2011 a Terna.

A fine 2024 alla rete di SET sono collegati 345.633 utenti finali, di cui 344.545 in BT e 1.088 in MT.



**Figura 7 - Numero totale di Utenti MT e BT connessi alla rete di SET nel quinquennio 2020-2024**

La rete di SET è caratterizzata inoltre da un numero significativo di produttori di energia, che rappresentano una quota rilevante rispetto al totale degli utenti serviti. Nello specifico, sono connessi 28.409 impianti di produzione in BT e 682 in MT, ai quali si aggiungono gli impianti di accumulo, 10.691 in BT e 12 in MT, per un totale di 39.794 impianti. L'andamento storico del numero impianti di produzione e la corrispondente potenza installata è riportata nel Capitolo 6.

## 6 STATO DELLA RETE DI DISTRIBUZIONE

In questo capitolo si fornisce una panoramica dettagliata dello stato della rete di SET, mettendo in evidenza il funzionamento del sistema, la qualità del servizio e le strategie adottate per garantirne efficienza e affidabilità.

Si descrivono inizialmente le modalità di esercizio della rete, basate su un avanzato sistema di automazione che lavora in sinergia con la gestione a neutro compensato della rete, con l'obiettivo di garantire una qualità del servizio in linea con gli standard stabiliti ARERA per offrire un servizio di massima qualità ai propri utenti.

Sempre relativamente alla qualità del servizio, si riporta l'analisi degli indici di rischio della rete che, anche se non più richiesti ai fini della delibera ARERA 31/2018/R/eel, sono considerati importanti per individuare le zone più soggette ai rischi derivanti da eventi estremi, come forti nevicate e caduta alberi, al fine di indirizzare gli interventi di miglioramento.

Un altro tema collegato alla qualità del servizio è rappresentato dai buchi di tensione, particolarmente critici per gli utenti industriali. Si riporta un'analisi che consente di comprenderne le cause e la distribuzione sulla rete.

Il capitolo prosegue con il tema della generazione distribuita, aspetto sempre più rilevante che sta avendo un impatto significativo sulla rete, richiedendo nuove soluzioni sia per la gestione delle saturazioni di rete e sia per la gestione della tensione, temi che sono poi approfonditi in due sottocapitoli dedicati.

Un altro elemento chiave riguarda le perdite di rete, un indicatore che permette di valutare l'efficienza del sistema e che SET integra come variabile nell'approccio di individuazione delle soluzioni tecniche. Ne è un esempio recente la soluzione individuata da SET per la compensazione dell'energia reattiva capacitiva, che ha scelto di effettuare in modo distribuito dopo aver valutato, tra gli altri, un beneficio globale a livello di perdite. Il tema dell'energia reattiva è affrontato in un sotto capitolo dedicato.

Infine, viene esaminato lo stato di implementazione dei servizi di flessibilità della rete e dello Smart Distribution System. L'adozione di tecnologie innovative, sia nell'automazione di rete che nelle soluzioni tecniche, sta portando a una rete sempre più intelligente ed efficiente. Il monitoraggio in tempo reale e lo sviluppo di modelli di simulazione avanzati, rappresentano il futuro della distribuzione elettrica, migliorandone la capacità di adattarsi alle esigenze del territorio e agli scenari energetici futuri, per garantire uno sviluppo sostenibile e resiliente nel tempo.

A sostegno delle analisi, sono state effettuate simulazioni di flusso di potenza sulla rete attuale, i cui risultati sono dettagliatamente riportati nel capitolo per orientare la trattazione.

### 6.1 MODALITÀ DI ESERCIZIO DELLA RETE DI SET

La rete MT, le Cabine Secondarie e le Cabine Primarie di SET sono gestite da un Centro di Telecontrollo con sede a Trento, che ha la responsabilità della conduzione della rete e della ricezione delle telefonate degli utenti in merito a guasti o lavori programmati. I 29 Impianti primari sono telecomandati attraverso un sistema centrale evoluto; per la connettività degli impianti primari SET ha optato per una MPLS (Multiprotocol Label Switching) dedicata con collegamenti in fibra ottica. Il Centro telecomanda e gestisce anche più di 1600 Cabine Secondarie o sezionamenti motorizzati lungo linee MT attraverso rete GSM/LTE. È in fase di migrazione il telecontrollo di tutte le Cabine Secondarie su rete LTE. Per la gestione della comunicazione LTE, SET ha optato per una soluzione basata su APN (Access Point Name) dedicata, con un approccio multi-operatore per aumentarne l'affidabilità. Il sistema centrale, mediante l'elaborazione dei segnali e delle telemisure provenienti dal campo, mette a disposizione degli operatori una serie di informazioni (archivi storici telesegnali e telemisure) necessarie per poter effettuare elaborazioni ed analisi sulla rete.

Ogni Cabina Primaria è dotata di oscillografo, in grado di monitorare in tempo reale i fenomeni che si verificano sulla rete; in automatico invia gli eventi registrati al centro, mettendo a disposizione degli operatori le informazioni necessarie per approfondire ed analizzare i fenomeni registrati, allo scopo di introdurre eventuali modifiche sulle protezioni o sugli assetti.

La rete MT è gestita in maniera radiale e con neutro compensato mediante bobina di Petersen (50 semisbarre di Cabine Primarie su 50). In ogni impianto primario di trasformazione AT/MT è presente una impedenza variabile in grado di compensare opportunamente la reattanza capacitiva della rete MT. SET ha scelto di installare Bobine di Petersen di tipo mobile in grado di garantire un perfetto accordo tra la capacità della rete MT e l'induttanza della bobina, in ogni assetto di rete.

La gestione della rete MT a neutro compensato offre notevoli vantaggi in termini di qualità del servizio e nella riduzione dei costi per la realizzazione degli impianti di terra delle Cabine Secondarie MT/BT, soprattutto in particolari zone della nostra Provincia dove la resistività del terreno comporterebbe dei costi notevoli per adeguare gli impianti di terra alla normativa vigente.

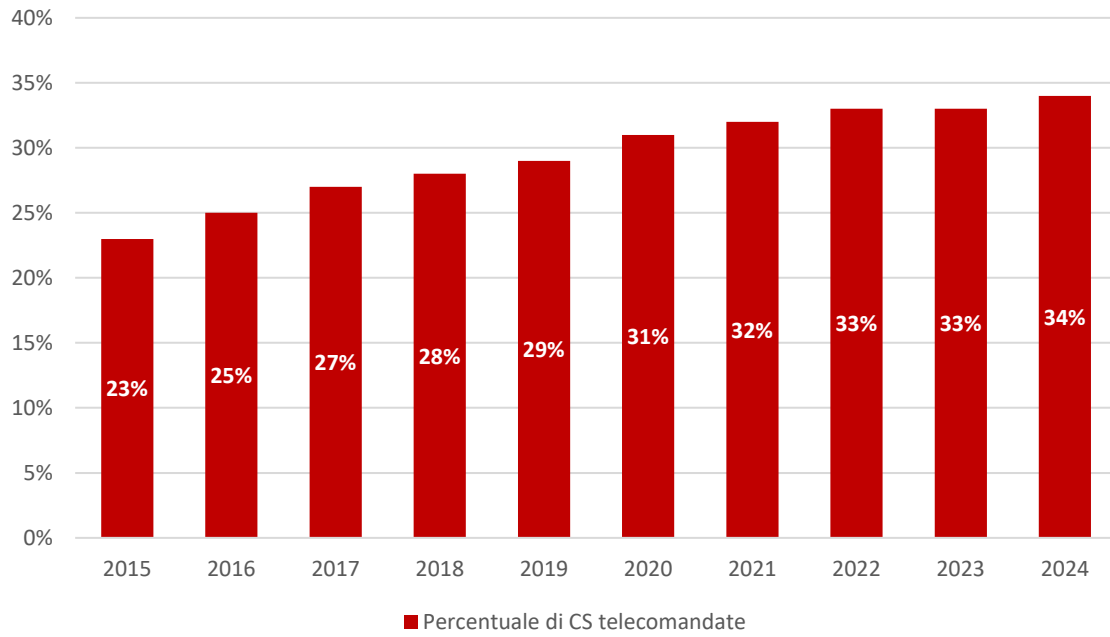
Oltre l'85% delle linee MT in partenza dagli impianti primari, che si sviluppano sul territorio per alimentare le cabine secondarie di trasformazione, sono automatizzate ovvero presentano delle apparecchiature installate lungo linea, in grado di riconoscere il passaggio della corrente di guasto e di selezionare automaticamente il tronco oggetto di guasto.

Le tecniche utilizzate per l'individuazione del tronco guasto lungo linea sono essenzialmente tre:

- **Tecnica FRG o "a vuoti di tensione"**: in questo caso l'automazione di rete lavora in abbinamento con il dispositivo di richiusura automatico installato sul montante di linea MT nell'impianto primario. L'apertura e chiusura dell'interruttore in Cabina Primaria, permette all'automazione presente sulla rete MT di riconoscere il tronco oggetto di guasto;
- **Tecnica FNC per direttrici automatizzate funzionanti a neutro compensato**: in questo caso, per guasti monofasi a terra, l'automazione presente sulla rete MT riesce a selezionare la tratta guasta, senza la necessità di aprire l'interruttore in Cabina Primaria;
- **Tecnica SHA (Self Healing Automation)**: questo tipo di automazione mette in comunicazione le varie CS automatizzate presenti lungo la direttrice; l'automatismo ha lo scopo, per qualsiasi tipo di guasto, di individuare automaticamente il tronco oggetto di guasto e di controalimentare automaticamente tutta la rete sana.

SET ha adottato una strategia volta a migliorare costantemente il controllo remoto delle cabine secondarie incrementando ogni anno il numero di nodi telecontrollati. L'azienda è in grado di monitorare e gestire una parte significativa della propria rete in modo efficiente e reattivo, contribuendo così a garantire un servizio affidabile e di alta qualità per tutti i clienti. Sulle cabine più periferiche o con rete BT più soggetta alle intemperie a causa della collocazione in alta quota, sono stati installati interruttori BT telecomandati per consentire la richiusura da parte del centro di telecontrollo.





**Figura 8 - % CS Telecomandate per anno**

## 6.2 QUALITÀ DEL SERVIZIO ELETTRICO

Dall'anno 2000 l'ARERA ha definito standard di continuità del servizio per ridurre le interruzioni subite dagli utenti, inizialmente in termini di durata e successivamente anche di numerosità, tramite l'introduzione di "livelli obiettivo" che rappresentano i livelli di continuità del servizio, che ciascun distributore è stimolato a raggiungere nei diversi ambiti territoriali anche grazie ad un meccanismo premi-penali.

I principali indicatori oggetto della regolazione sono:

- Durata delle Interruzioni senza preavviso Lunghe per singolo Utente BT;
- Numero di Interruzioni senza preavviso Lunghe + Brevi per singolo Utente BT;
- Tempi Massimi di Ripristino delle alimentazioni a singoli clienti MT e BT nel caso di interruzioni prolungate o estese, con progressiva uniformazione ai livelli previsti per le aree ad alta concentrazione.

Al termine del 2023 l'Autorità ha emanato la delibera 617/2023/R/eel che rivede in maniera molto significativa gli obiettivi di miglioramento della continuità del servizio erogato a valere dal 2024, generando una forte riduzione dei premi attesi. Rispetto alla regolazione precedentemente in vigore, è stata introdotta una diversa modalità di calcolo di premi e penalità per la durata e per il numero delle interruzioni.

Per la regolazione della durata delle interruzioni senza preavviso lunghe, per gli anni 2024 e 2025, per ogni ambito territoriale, il livello di partenza è pari alla media aritmetica dei livelli effettivi dell'indicatore D1 negli anni 2020-2023 per il medesimo ambito territoriale, arrotondata alla seconda cifra decimale.

Per la regolazione del numero delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi, per gli anni 2024 e 2025, per ogni ambito territoriale, il livello di partenza è pari alla media aritmetica dei livelli effettivi dell'indicatore N1 negli anni 2020-2023 per il medesimo ambito territoriale, arrotondata alla terza cifra decimale.

Con data 01/01/2024, data entrata in vigore della nuova Delibera 617/2023/R/eel, SET ha deciso, dandone comunicazione all'Autorità, di non inglobare nei propri indicatori le interruzioni con origine MT o BT attribuibili a cause esterne, sia per la regolazione della durata delle interruzioni senza preavviso lunghe, che per la regolazione del numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi.

ARERA suddivide il territorio in ambiti, sulla base della popolazione del comune rilevata nell'ultimo censimento:

- Bassa Concentrazione fino a 5.000 abitanti;
- Media Concentrazione tra 5.000 e 50.000 abitanti;
- Alta Concentrazione superiore a 50.000 abitanti.

In Figura 9 e Figura 10 sono riportati, per ognuno dei tre ambiti di concentrazione, i tendenziali di riferimento ed i risultati raggiunti per gli indicatori "durata per interruzioni lunghe min/utente BT" e "numero medio interruzioni lunghe + brevi per utente BT".

Dall'andamento dei grafici risulta che SET in relazione agli investimenti in Qualità del servizio effettuati nel corso degli anni ed in relazione alle modalità di manutenzione, esercizio, automazione della rete, ha raggiunto stabilmente dei risultati molto migliori degli standard ARERA in ognuno dei tre ambiti.

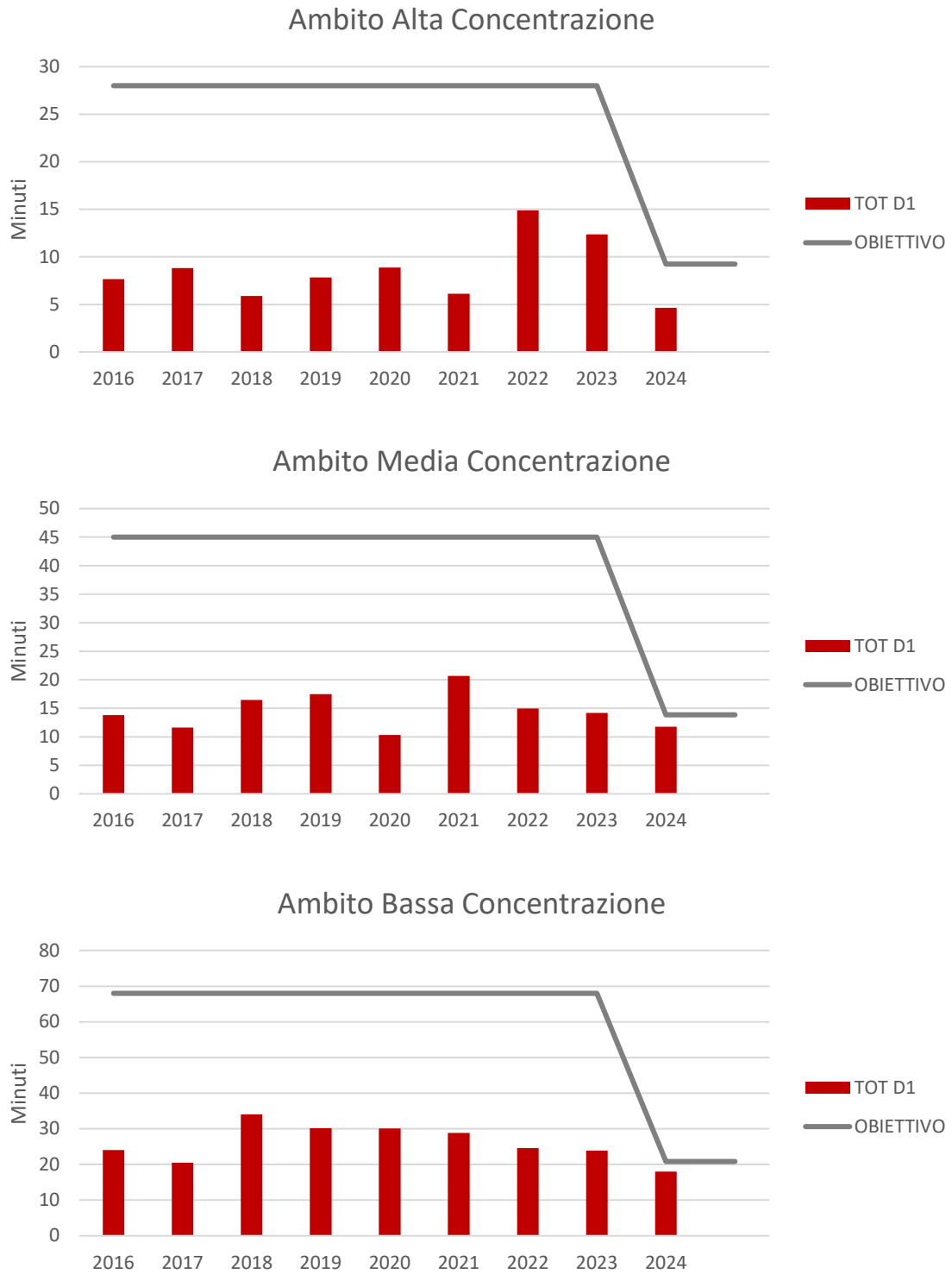


Figura 9 - Indicatore di Durata per ambito

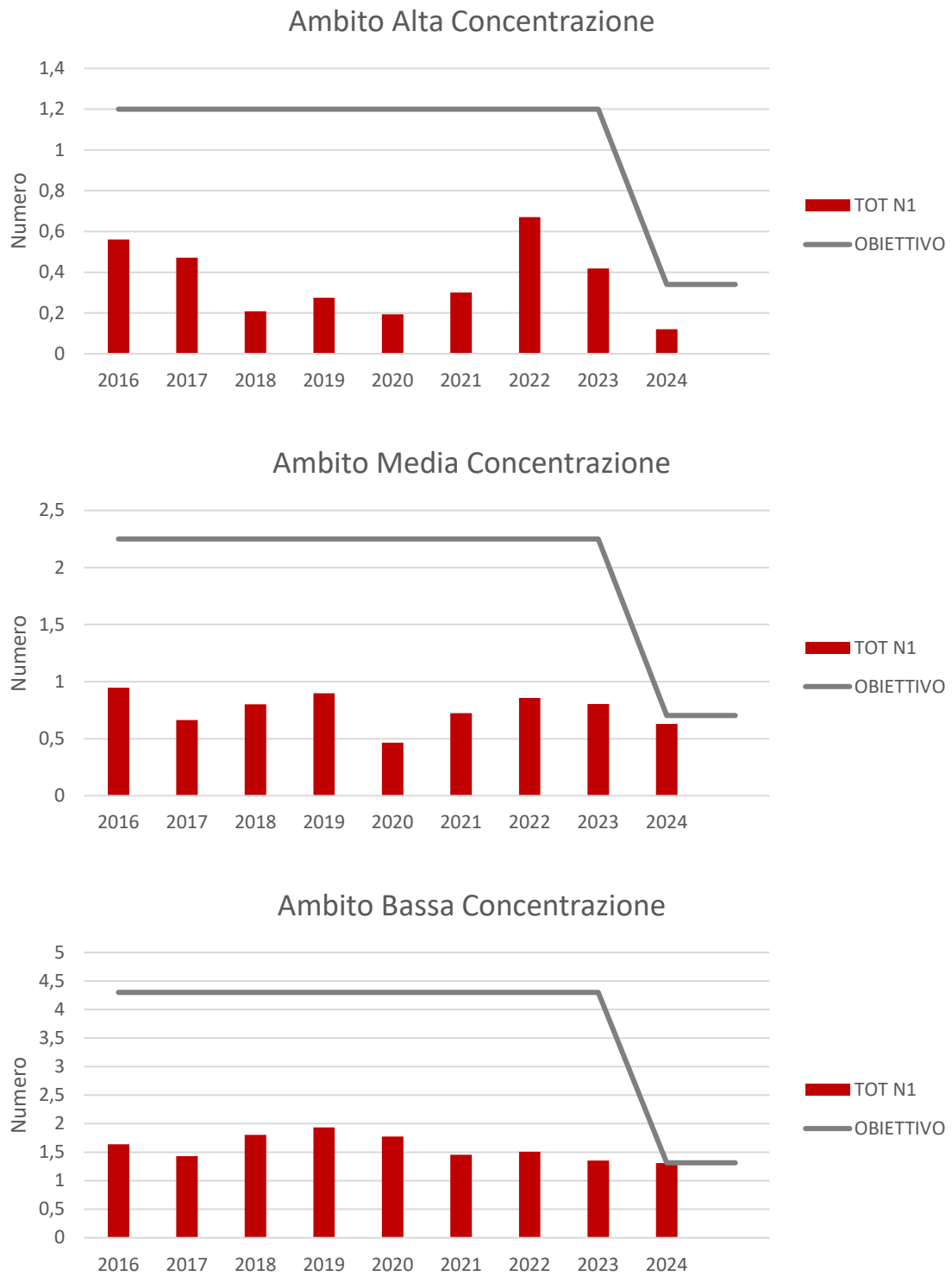


Figura 10 - Indicatore Numero per ambito

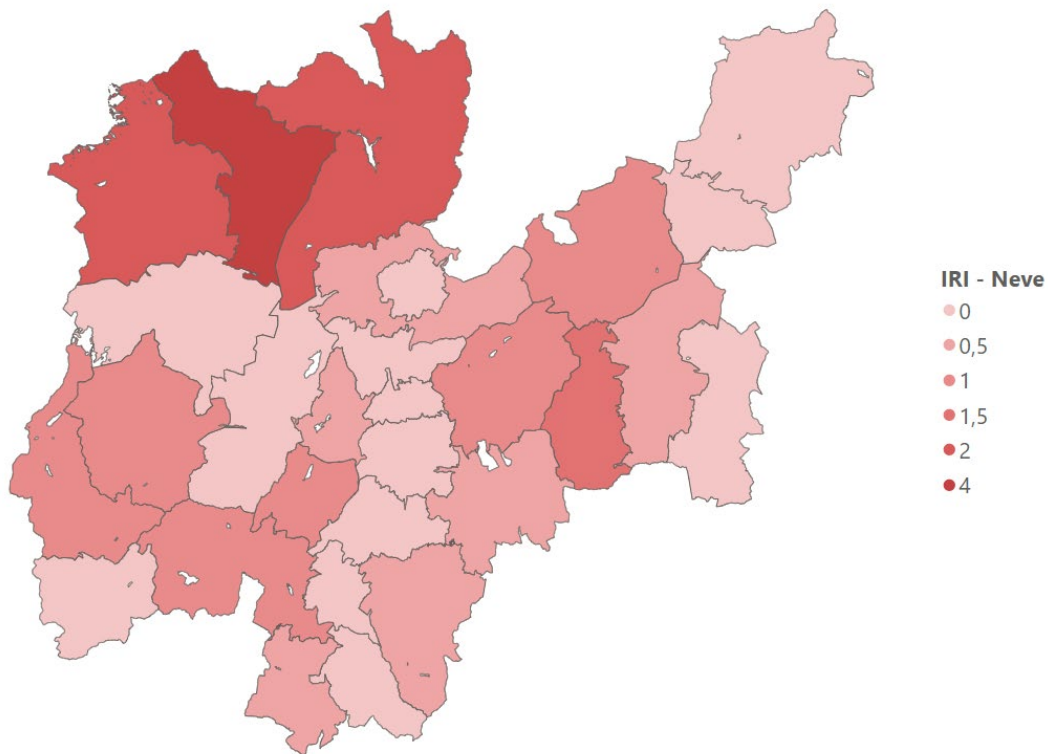
## 6.3 INDICI RESILIENZA RETE

Gli indici di resilienza sono stati calcolati per tutta la rete di SET secondo quanto definito nella Scheda n. 8 del TIQE 2020-2023 e sono rappresentati nella mappa seguente. Sono stati calcolati gli indici per i principali rischi nell'area di competenza SET, in particolare la caduta di piante e manicotti di ghiaccio. Questi indici sono stati mappati sulle aree omogenee delle Comunità Energetiche, pertinenti alle singole Cabine Primarie.

L'indice di rischio (IRI) indica la probabilità che accada un guasto grave che interessa più clienti su una rete elettrica. Si calcola considerando quanto spesso succede e quanti clienti sono coinvolti dall'interruzione. Per calcolarlo si divide il numero di clienti coinvolti nell'interruzione per il tempo medio che passa tra due guasti generati da un evento simile, come la caduta piante o i manicotti generati dalla caduta neve, che danneggiano le linee elettriche aeree.

Al fine di ridurre i rischi legati alla caduta di piante e manicotti durante le nevicate, SET ha da tempo intrapreso la sostituzione delle linee aeree in conduttori nudi, con cavi isolati interrati. Altro aspetto fondamentale è la cura del taglio piante, in particolare nelle aree boschive.

In Figura 11 e Figura 12 è rappresentato l'IRI medio calcolato per area di competenza di cabina primaria con dati 2024.



**Figura 11 - Indice di rischio medio per area di competenza di cabina primaria per problemi legati alla caduta neve**

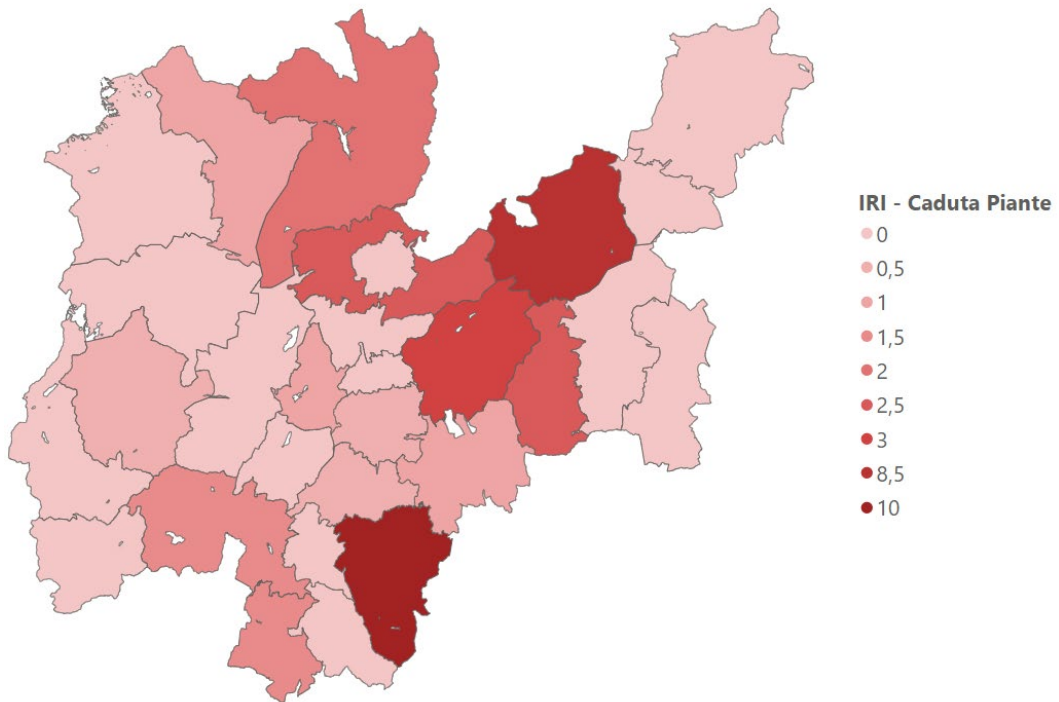


Figura 12 - Indice di rischio medio per area di competenza di cabina primaria per problemi legati alla caduta piante

## 6.4 BUCHI DI TENSIONE

I buchi di tensione rappresentano un aspetto critico per la qualità del servizio elettrico, in particolare per gli utenti industriali che utilizzano processi produttivi sensibili alle variazioni di tensione. Tali fenomeni possono comportare costi significativi a causa dell'interruzione dei cicli di lavorazione e dei danni ai macchinari. Per comprendere l'impatto dei buchi di tensione, è essenziale non solo analizzarne la tipologia e la profondità, ma anche individuarne le cause. Dai dati raccolti emerge che la maggior parte dei buchi di tensione registrati sulla rete di SET ha origine a livello AT, con un andamento variabile nel corso degli anni, come evidenziato in Figura 13.

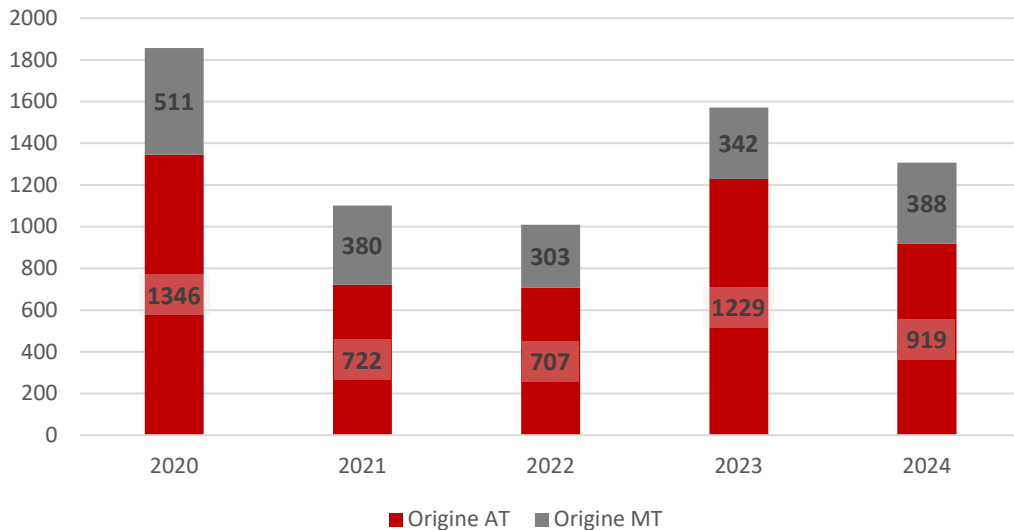


Figura 13 - Andamento storico numero buchi di tensione registrati, suddivisi per origine

La distribuzione territoriale dei buchi di tensione è rappresentata in Figura 14, che evidenzia come la Valsugana sia un'area particolarmente soggetta a questo fenomeno. La ragione principale risiede nella configurazione della rete AT che alimenta gli impianti primari della zona; questi ultimi sono connessi alla rete AT di Terna a 60 kV, caratterizzata da una potenza di corto circuito relativamente limitata. Di conseguenza, in caso di guasto su una linea MT, il relativo buco di tensione non si limita a interessare la semisbarra dell'impianto primario che alimenta la linea, ma si propaga anche alle altre sbarre della rete a 60 kV della Valsugana. Questo fenomeno amplifica l'impatto dei buchi di tensione sull'intero territorio.

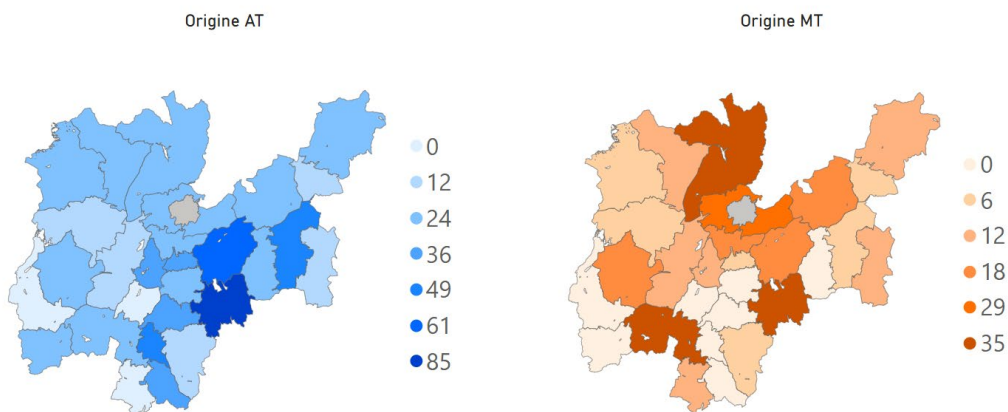


Figura 14 - Numero di buchi di tensione registrati nel 2024 divisi per origine AT e origine MT

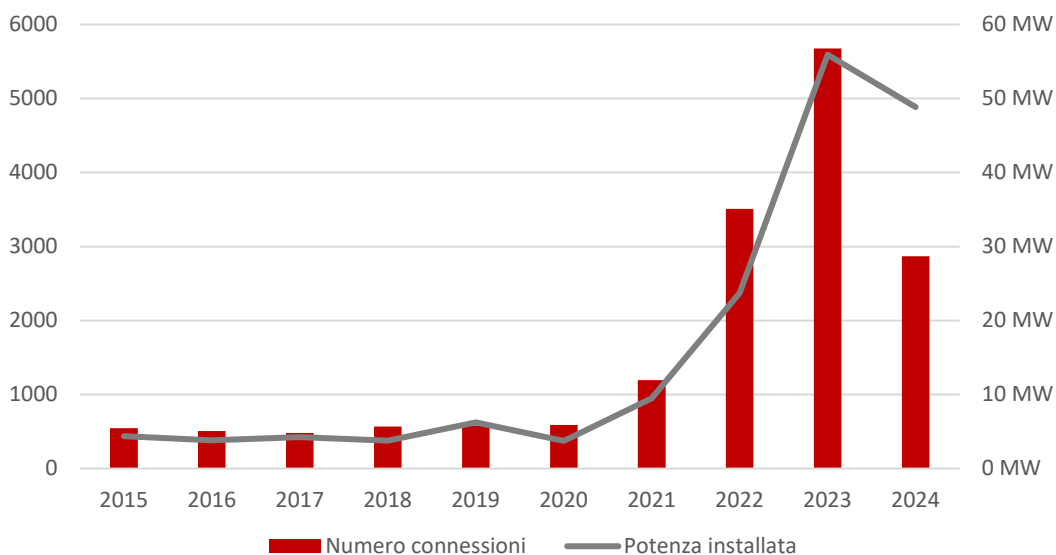
## 6.5 GENERAZIONE DISTRIBUITA

Negli ultimi anni si è registrato un forte aumento del fenomeno della generazione distribuita, dovuto in gran parte all'installazione di impianti fotovoltaici ed idroelettrici, per effetto delle incentivazioni nazionali, alle quali si sono aggiunte incentivazioni locali previste da leggi Provinciali, supportate anche da un sistema bancario cooperativo che ha finanziato tali investimenti.

Dopo un periodo in cui l'installazione di nuova generazione distribuita ha subito una fase di stasi, con un minimo storico raggiunto nel 2016, in risposta agli incentivi nazionali in campo edilizio e alla crescita dei costi energetici legati alla guerra in Ucraina, nel 2022 si è verificata una forte inversione di tendenza che ha portato ad un nuovo record di allacciamenti di impianti di produzione distribuita, registrato nel 2023.

In particolare, nel 2022 sono stati allacciati alla rete elettrica 3.500 nuovi impianti fotovoltaici, nel 2023 si è toccato il valore massimo con 5.676 nuovi impianti e nel 2024 il valore è tornato a calare con l'installazione di 2.868 impianti.

In Figura 15 si riportano i dati storici dell'installazione di impianti fotovoltaici sulla rete di SET, con indicazione del numero di impianti e della potenza complessiva installata.

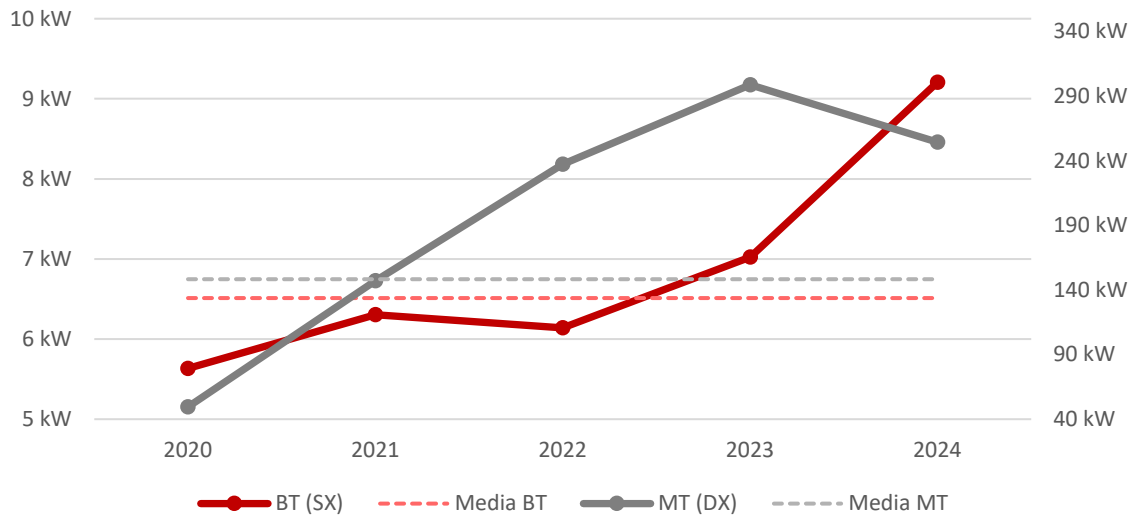


**Figura 15 - Numero di connessioni e potenza installata nella rete di SET da parte di impianti fotovoltaici**

La maggior parte degli impianti fotovoltaici allacciati alla rete di SET sono di piccola e media potenza. Nel caso degli allacciamenti in BT la potenza media si attesta a circa 7 kW, mentre per gli impianti fotovoltaici allacciati in MT, la potenza media è di circa 200 kW. Questi dati indicano che la generazione distribuita è caratterizzata principalmente da impianti di dimensioni moderate, con una significativa presenza di utenti finali che hanno scelto di installare impianti di piccola taglia per la produzione di energia elettrica a servizio degli usi domestici.

Come si può vedere in Figura 16, nell'ultimo quinquennio la potenza media degli impianti fotovoltaici connessi alla rete di SET è aumentata. Questo aumento ha interessato sia gli impianti connessi in BT che in MT, con una potenza installata media che nel 2024 è risultata rispettivamente il 40% e il 70% maggiore rispetto alla media storica.



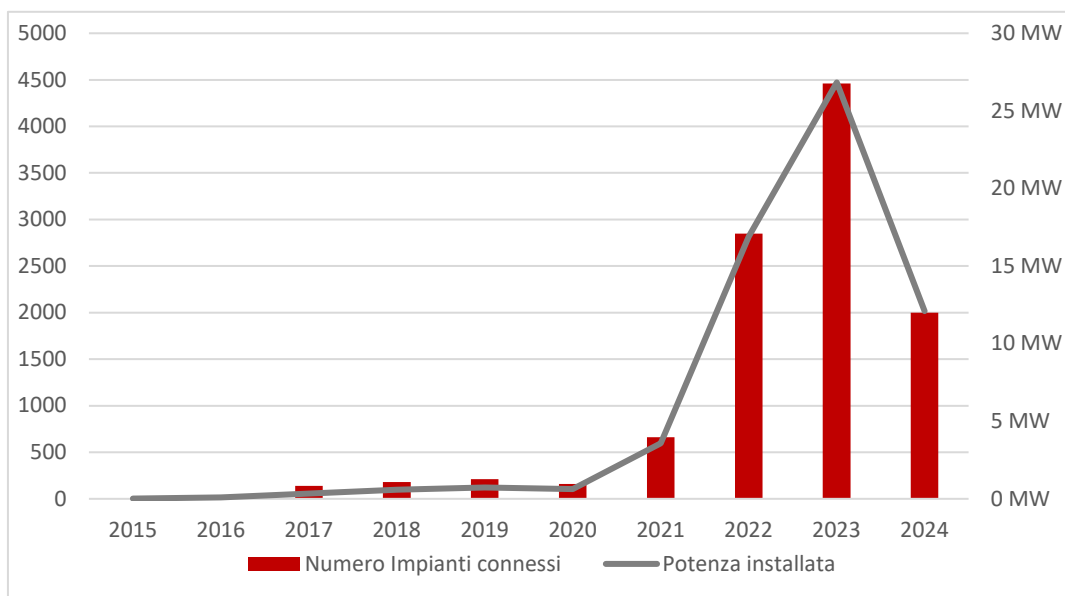


**Figura 16 - Potenza media degli impianti PV connessi in media e bassa tensione nel quinquennio 2020-2024 [kW]**

A partire dal 2022, si è registrata una notevole crescita sia nel numero di installazioni che nella potenza media dei sistemi di accumulo. I sistemi di accumulo allacciati alla rete di SET sono spesso associati ad impianti fotovoltaici, consentendo agli utenti di immagazzinare l'energia prodotta durante le ore di luce solare per utilizzarla successivamente quando è necessaria. Questa tendenza riflette la crescente consapevolezza dell'utenza riguardo all'importanza dello stoccaggio dell'energia elettrica per ottimizzare l'autoconsumo e migliorare l'efficienza dei sistemi di generazione distribuita.

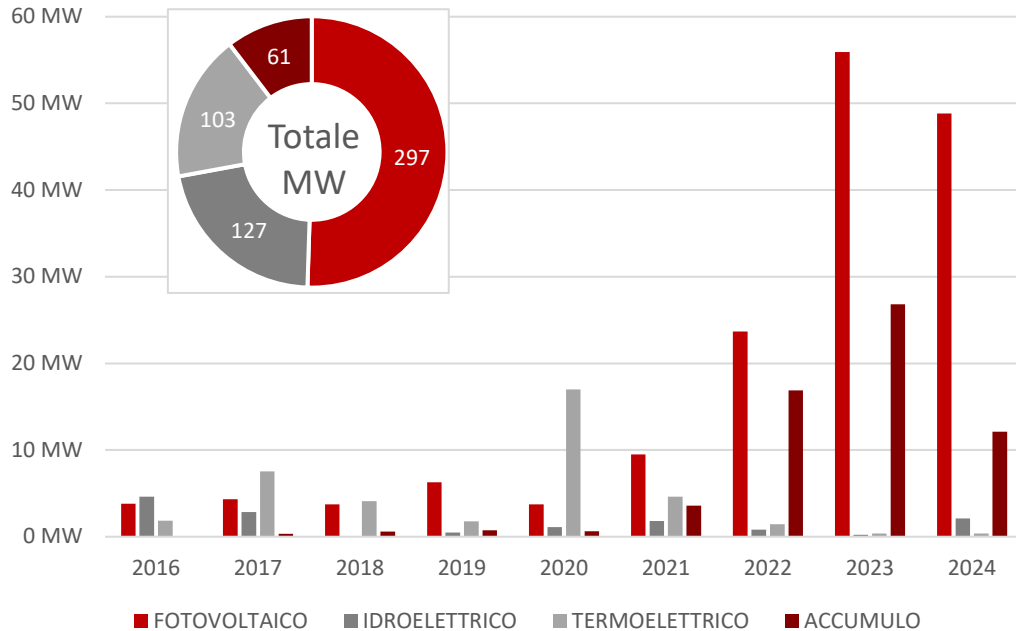
L'accumulo elettrochimico distribuito potrebbe rappresentare una delle principali fonti di flessibilità presente sulla rete di SET, in uno scenario in cui il distributore abbia accesso diretto alla gestione coordinata di questi sistemi, integrandoli in una strategia di bilanciamento della rete finalizzata ad ottimizzare l'uso delle risorse rinnovabili e a migliorare la stabilità del sistema elettrico.

In Figura 17 si riporta l'andamento relativo al numero di installazioni e alla potenza dei sistemi di accumulo connessi alla rete BT di SET.



**Figura 17 - Report connessione impianti accumulo SET per anno**

In Figura 18 si riporta l'andamento della potenza installata relativa alle principali tipologie di generazione distribuita e agli impianti di accumulo allacciati alla rete di SET. Dai dati risulta evidente come negli ultimi anni la tecnologia fotovoltaica sia preponderante rispetto alle altre, in accordo con quanto riportato nel Piano energetico e ambientale provinciale (PEAP).



**Figura 18 Potenza attiva installata per anno e per fonte, dettaglio sul totale**

Un fenomeno di emergente rilevanza nel panorama energetico è rappresentato dalle comunità energetiche e dall'autoconsumo diffuso. Questo concetto sta guadagnando sempre più interesse in quanto promuove un'evoluzione significativa nella gestione dell'energia elettrica a livello locale e territoriale. Le comunità energetiche consentono a gruppi di utenti di condividere e scambiare energia in modo più efficiente, sfruttando al massimo le risorse energetiche locali, come le fonti rinnovabili. Allo stesso modo, l'autoconsumo diffuso incoraggia gli utenti a produrre e consumare la propria energia, riducendo le perdite per la trasformazione AT/MT.

Queste nuove dinamiche rappresentano una prospettiva interessante per il settore energetico e potrebbero influenzare notevolmente la crescita della generazione distribuita. Tuttavia, al momento risulta difficile stimare correttamente gli effetti delle comunità energetiche sui profili reali di consumo ed immissione in rete.

SET è consapevole dell'importanza di queste tendenze emergenti e ne monitora l'evoluzione, pronta a valutare l'effetto di tali fenomeni sul proprio sistema di distribuzione e ad adottare le misure necessarie per garantire un'efficace integrazione delle comunità energetiche e dell'autoconsumo diffuso, contribuendo così a promuovere una rete più sostenibile e resiliente per il futuro.

## 6.6 SATURAZIONE DELLA RETE

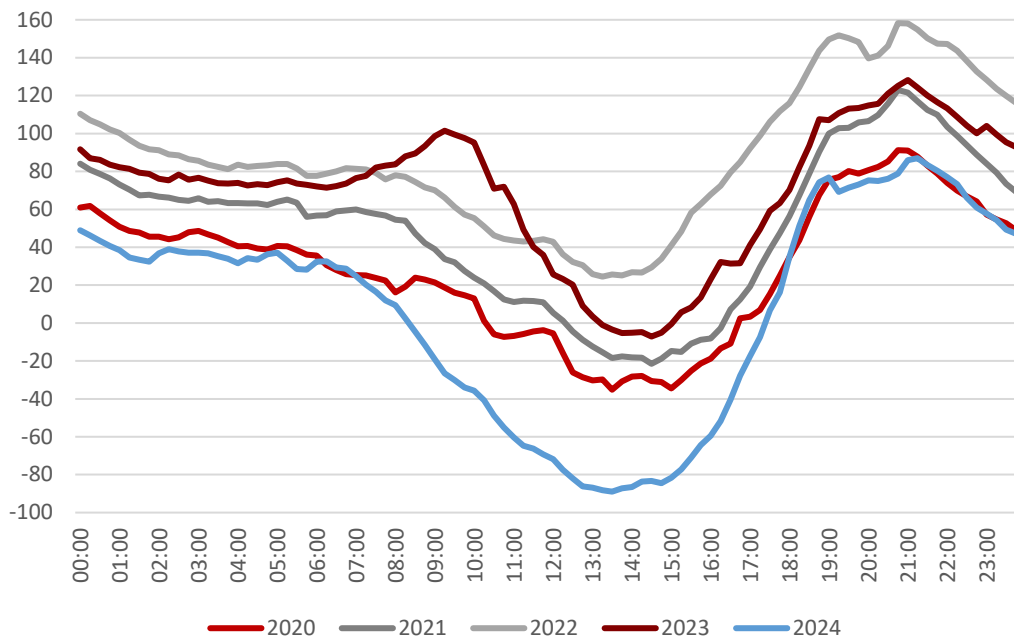
La rete MT di SET, in assetto standard, è esercita radialmente e strutturata normalmente con dorsali controalimentabili da altra CP o da altra semisbarra o da petali all'interno della stessa semisbarra.

La rilevazione dei flussi di energia attraverso i trasformatori di CP costituisce la base per l'individuazione delle potenziali future criticità. Le proiezioni ottenute per ogni singola CP e per ogni semisbarra, attraverso l'estrapolazione delle serie storiche dei prelievi di potenza, sono integrate con le informazioni disponibili relative alle singole connessioni di particolare rilevanza.

È significativo confrontare le giornate di minimo e massimo carico della rete SET, presentate rispettivamente in Figura 19 e Figura 20, relativamente all'ultimo quinquennio. Da questa analisi emerge chiaramente come l'aumento del contributo della generazione distribuita determini una marcata differenza in termini assoluti tra le curve registrate nei diversi anni.

Per entrambe le giornate, infatti, si ha una diminuzione della potenza assorbita dalla rete nazionale, nelle ore centrali della giornata.

Questo effetto si è accentuato negli ultimi anni, evidenziando il crescente impatto delle fonti distribuite sul bilanciamento della rete. Per quanto riguarda invece il massimo carico, negli ultimi anni non si sono registrati incrementi particolarmente significativi. Tuttavia, considerando i fattori di forte sviluppo del sistema elettrico, questo aspetto rappresenta un tema da monitorare con attenzione per garantire l'adeguatezza della rete nel lungo periodo.



**Figura 19 - Potenza complessiva assorbita/erogata della rete di SET nella giornata di minimo carico per il periodo 2020-2024 [MW]**

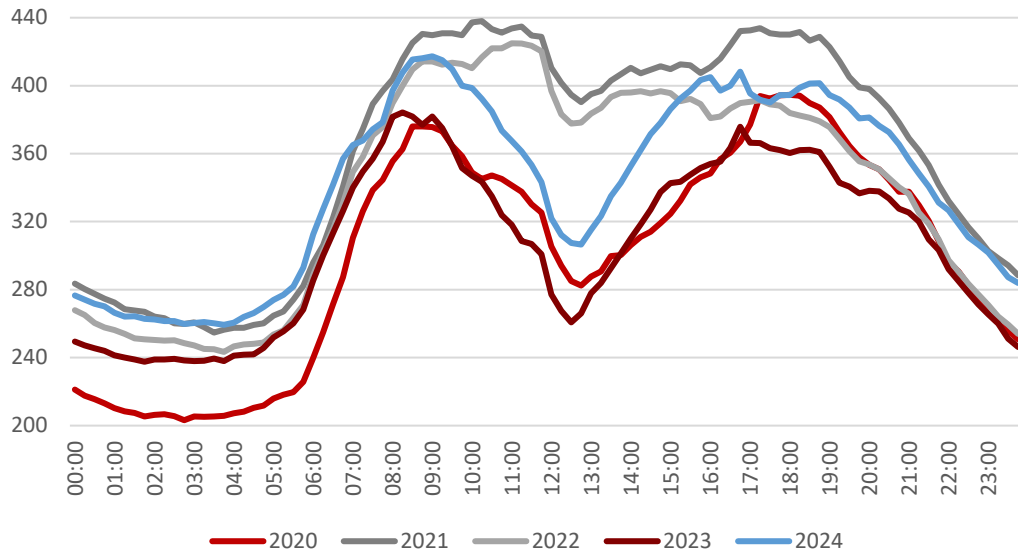
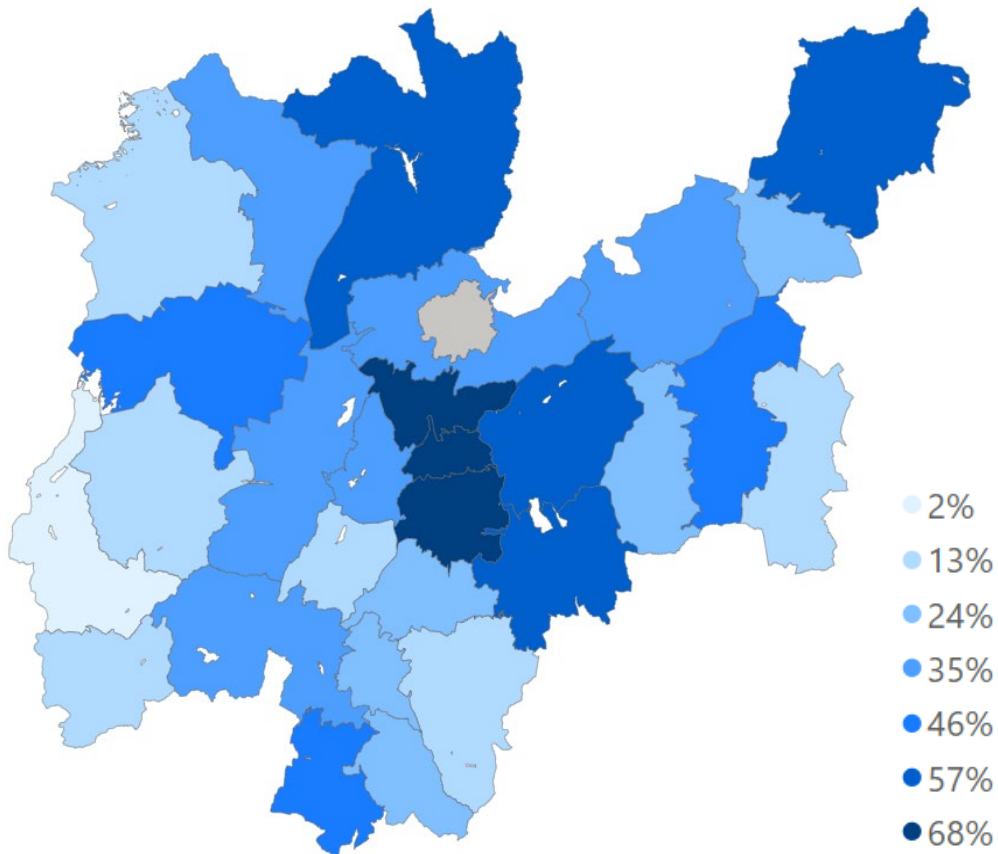


Figura 20 - Potenza complessiva assorbita della rete di SET nella giornata di massimo carico per il periodo 2020-2024 [MW]

In Figura 21 viene evidenziato il grado di saturazione in potenza delle cabine primarie in caso di indisponibilità di uno dei trasformatori AT/MT installati, ovvero in condizione di "n-1". Per gli impianti dotati di un unico trasformatore, invece, si fa riferimento alla saturazione della singola macchina in condizioni standard. La percentuale di saturazione è stata valutata considerando il 95° percentile del massimo carico registrato nel corso del 2024, al fine di rappresentare in modo significativo i livelli di utilizzo effettivo della rete.

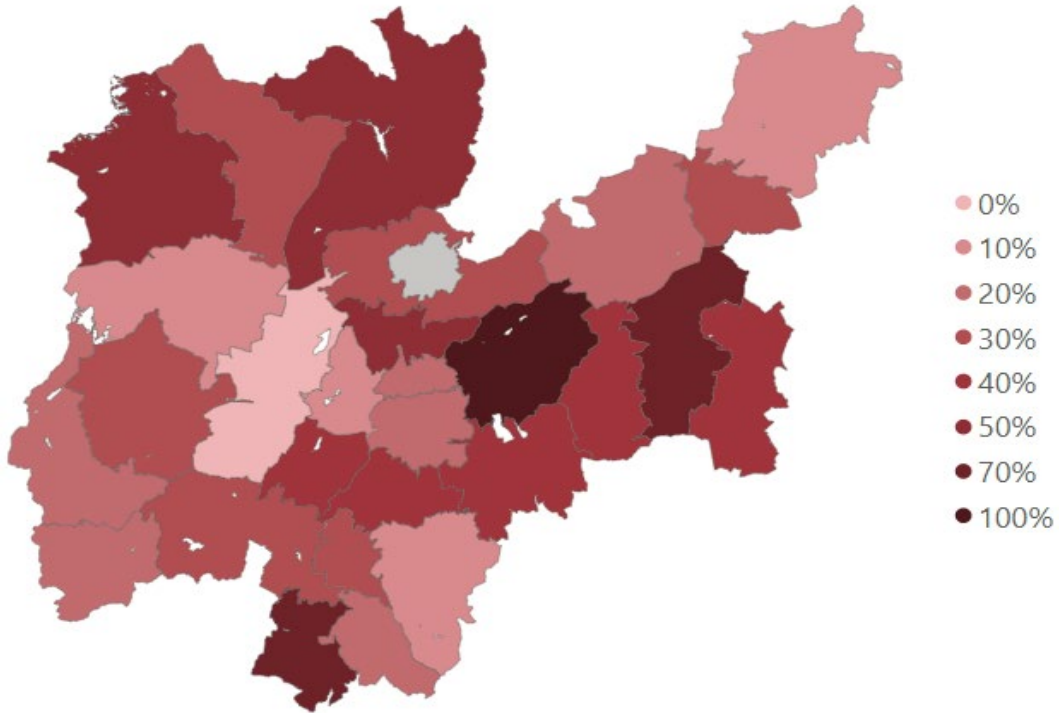


**Figura 21 - Percentuale di carico massimo (95° percentile) per le cabine primarie in condizione N-1**

I trasformatori AT/MT che nel corso del 2024 hanno presentato inversione di flusso di energia sono stati 12 per almeno l'1% delle ore annue e 23 per almeno il 5% delle ore annue. Con un significativo aumento rispetto gli anni precedenti.

SET, in ottemperanza della Delibera ARERA n. 125/2010 e s.m., trimestralmente verifica le potenziali criticità degli impianti primari, non individuando nessuna "zona rossa" in relazione alle potenze di connessione richieste e alla loro distribuzione sulle reti MT e BT.

La Figura 22 fornisce una rappresentazione dell'impatto della generazione distribuita sulla rete di SET, riportando per ogni area omogenea di Cabina Primaria, il rapporto tra la potenza FER installata a valle della CP e la potenza dei trasformatori AT/MT installati.



**Figura 22 - Rapporto potenza FER installata e potenza di trasformazione di CP**

Al fine di analizzare il grado di saturazione della rete MT, sono state effettuate delle simulazioni di load flow basate sul modello di rete attuale. Le simulazioni considerano una giornata primaverile tipica di alta produzione e basso carico e una giornata invernale tipica di bassa produzione e alto carico.

In Figura 23 è presentata qualitativamente la saturazione delle linee, indicata in termini di chilometri di linee MT che superano il 50% della portata nominale. È importante sottolineare come i risultati presentati si riferiscono ad una giornata di riferimento, estiva e invernale, con la rete in condizioni standard di esercizio.

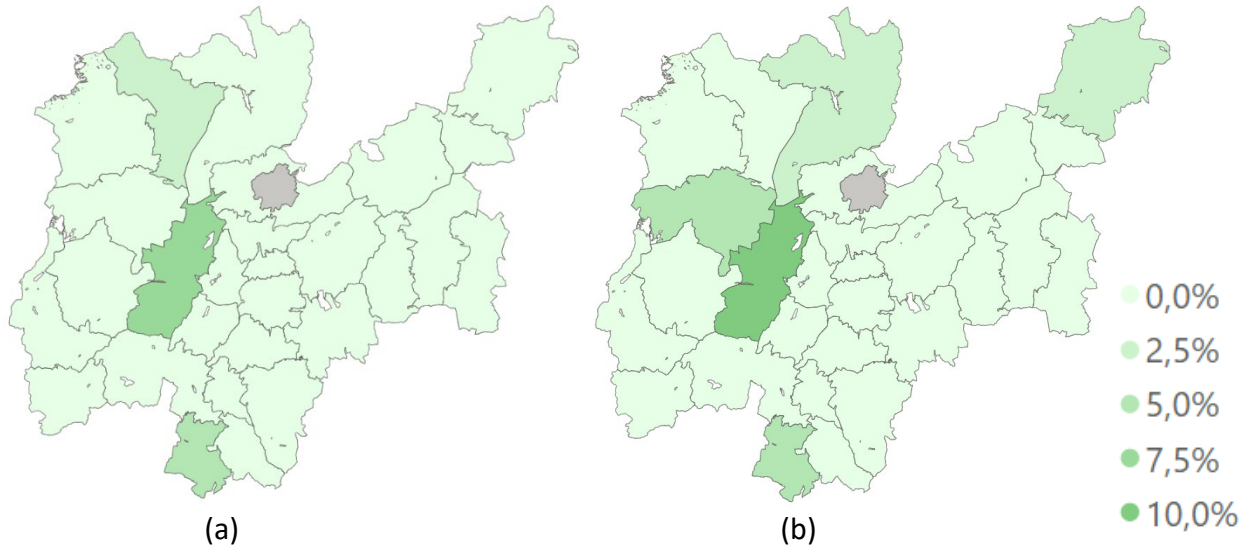


Figura 23 - Chilometri di linee sature ( $I > 50\% I_N$ ), per area di competenza, giornata primaverile (a), giornata invernale (b)

La rete BT negli ultimi anni sta assumendo un ruolo centrale e richiede una sempre maggiore attenzione. Per soddisfare le crescenti richieste di allacciamento, sono stati necessari in particolare potenziamenti delle reti BT e alcune sostituzioni di trasformatori MT/BT. Per analizzare lo stato attuale della rete, in Figura 24 è presentata qualitativamente la percentuale dei trasformatori MT/BT con un grado di saturazione superiore all'80%.

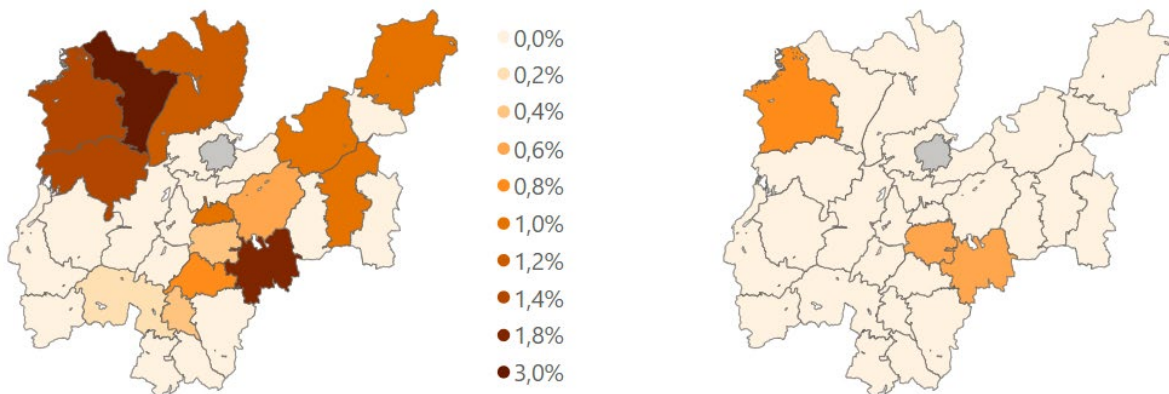


Figura 24 - Percentuale dei trasformatori saturi (saturazione maggiore a 80%) per area di competenza. Giornata invernale a sinistra e primaverile a destra

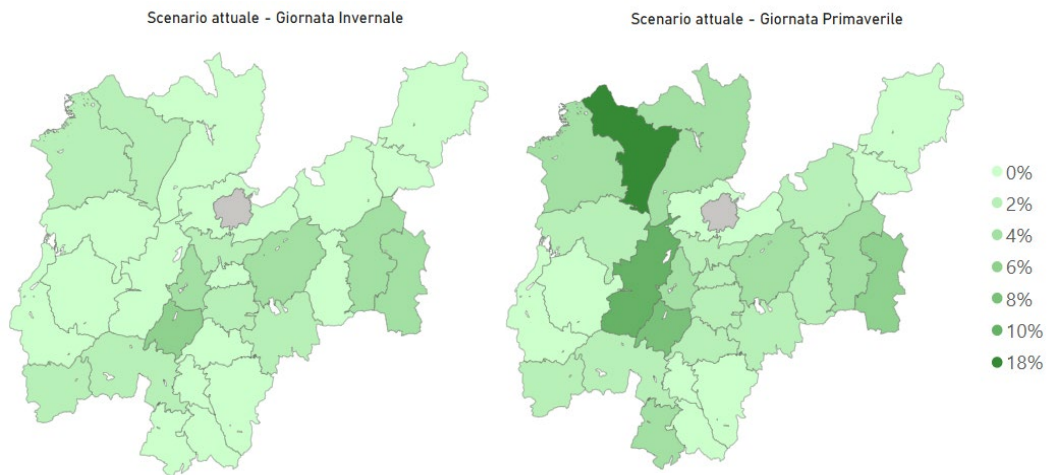
## 6.7 TENSIONE DI RETE

Uno degli impatti più significativi sulla rete elettrica dovuto all'importante crescita della generazione distribuita è stato l'incremento della variazione dei profili di tensione, in particolare sugli impianti di bassa tensione.

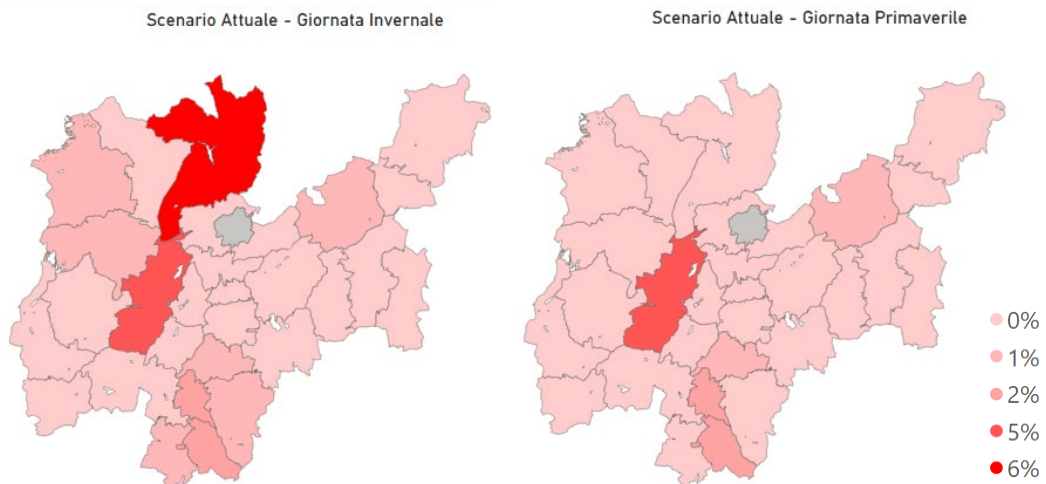
Per definire le zone più critiche dal punto di vista della tensione, SET ha svolto un'analisi per individuare i nodi che registrano valori massimi e minimi elevati o che sono caratterizzati da una maggiore variazione di tensione.

Nelle prossime figure si presentano i risultati delle simulazioni riferite ad una giornata tipicamente invernale ad alto carico ed una a basso carico ed alta generazione primaverile. Tra tutte le tensioni registrate nelle simulazioni svolte per le due giornate, si sono individuati i picchi massimi e minimi di tensione e il valore relativo alla variazione di tensione.

In Figura 25 e Figura 26 si riportano le percentuali di nodi MT che risultano più significativi a livello di sovra o sotto tensione, individuati rispettivamente come i nodi con tensione superiore al 105% della nominale o inferiore al 95% della nominale.



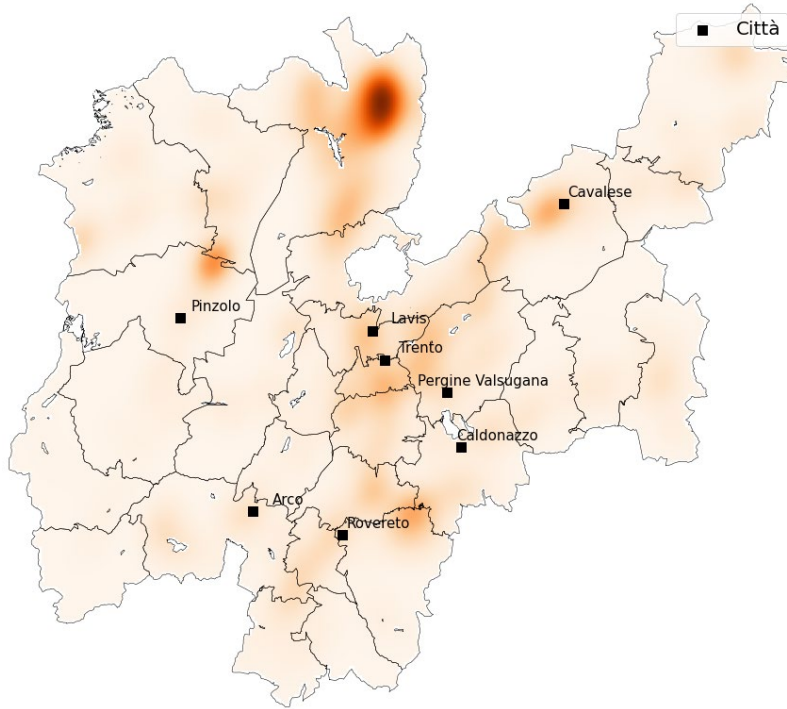
**Figura 25 - Percentuale di nodi MT che superano del 5% la tensione nominale nello scenario attuale**



**Figura 26 - Percentuale di nodi MT con caduta di tensione maggiore al 5%**



In Figura 27 si riporta la variazione di tensione, ricavata come differenza tra i valori di massima e minima tensione risultati dalle simulazioni nelle due giornate di riferimento. Si rappresenta la concentrazione dei nodi che hanno registrato una variazione di tensione superiore al 7%. Le analisi fanno riferimento ai nodi MT, pertanto è necessario considerare che la variazione di tensione risulta superiore sulla rete BT.



**Figura 27 - Distribuzione dei nodi MT con variazione di tensione maggiore del 7%**

## 6.8 PERDITE DI RETE

Al fine di ridurre le perdite tecniche nella rete, SET ricorre alle seguenti azioni:

- Aumento della sezione dei conduttori;
- Contenimento della lunghezza media delle linee MT, con la costruzione di nuovi impianti primari e nuove uscite MT da impianti primari esistenti;
- Ottimizzazione degli assetti rete MT con load flow periodici dedicati;
- Utilizzo di trasformatori a basse perdite;
- Compensazione reattiva delle reti MT.

Dal punto di vista delle perdite “commerciali”, l'utilizzo del sistema di telegestione abbinato al contatore elettronico ha portato ad una maggiore efficacia e puntualità nei controlli sui bilanci di energia, consentendo un miglior contrasto delle frodi, fenomeno comunque molto limitato nel territorio gestito da SET.

Le perdite di energia sulla rete elettrica SET, calcolate per l'anno 2024, sono pari al 2,28%, in linea con i dati relativi agli anni precedenti. Le perdite fisiche riportate sono state calcolate come differenza tra l'energia totale immessa in rete nell'anno 2024 (Cabine Primarie, punti di interconnessione con altri distributori, immissioni da produttori connessi alla nostra rete) e l'energia totale prelevata dalla rete nel 2024 (Cabine Primarie, punti di interconnessione con altri distributori, utenti finali). A tali energie non sono stati applicati coefficienti di perdita standard o di altra natura e i dati di misura utilizzati sono derivati dai misuratori installati su rete SET e sono, nella quasi totalità, dati di misura certi (le stime riguardano un numero marginale di misure in bassa tensione). Nelle perdite di rete sono ricomprese sia le perdite di tipo tecnico che le perdite di tipo commerciale.

## 6.9 IMMISSIONI E PRELIEVI DI ENERGIA REATTIVA

Per raggiungere standard elevati di qualità del servizio ed incrementare la resilienza delle proprie reti, SET ha intrapreso da tempo una campagna di sostituzione delle linee in conduttori nudi con linee in cavo interrato o cavo aereo.

Questa soluzione progettuale contribuisce ad aumentare la capacità della rete e quindi, nel caso di SET, l'energia reattiva immessa nella rete di trasmissione nazionale (RTN), in particolare nelle ore di basso carico.

Poiché tali immissioni costituiscono un aggravio nella gestione dei profili di tensione della rete AT, sono stati avviati appositi studi, in coordinamento con Terna, volti a valutare gli impatti di queste immissioni sul profilo di tensione AT. Dalle analisi effettuate si è dimostrato il trascurabile impatto di queste immissioni di reattiva sulla rete AT.

SET ha effettuato diverse analisi al fine di identificare le migliori soluzioni tecnologiche da adottare per effettuare un'efficace compensazione del fenomeno.

Gli interventi che SET sta pianificando sulla propria rete per ridurre e controllare l'immissione di energia reattiva verso la RTN sono:

- Compensazione distribuita lungo le linee MT, principalmente tramite reattanze installate sul lato BT o MT in cabina secondaria;
- Compensazione in cabina primaria lato MT;
- Sensibilizzazione continua degli Utenti MT e dei DSO sottesi

In Figura 28 si riporta la distribuzione per area di pertinenza di cabina primaria dell'energia immessa verso la rete di alta tensione in fascia F3 nell'anno 2024.

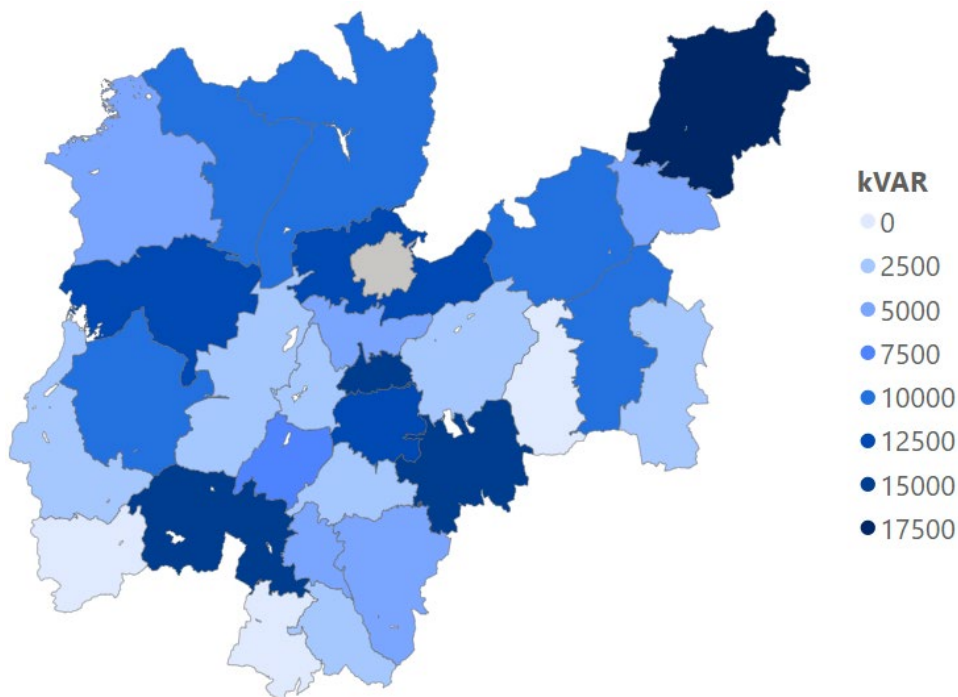
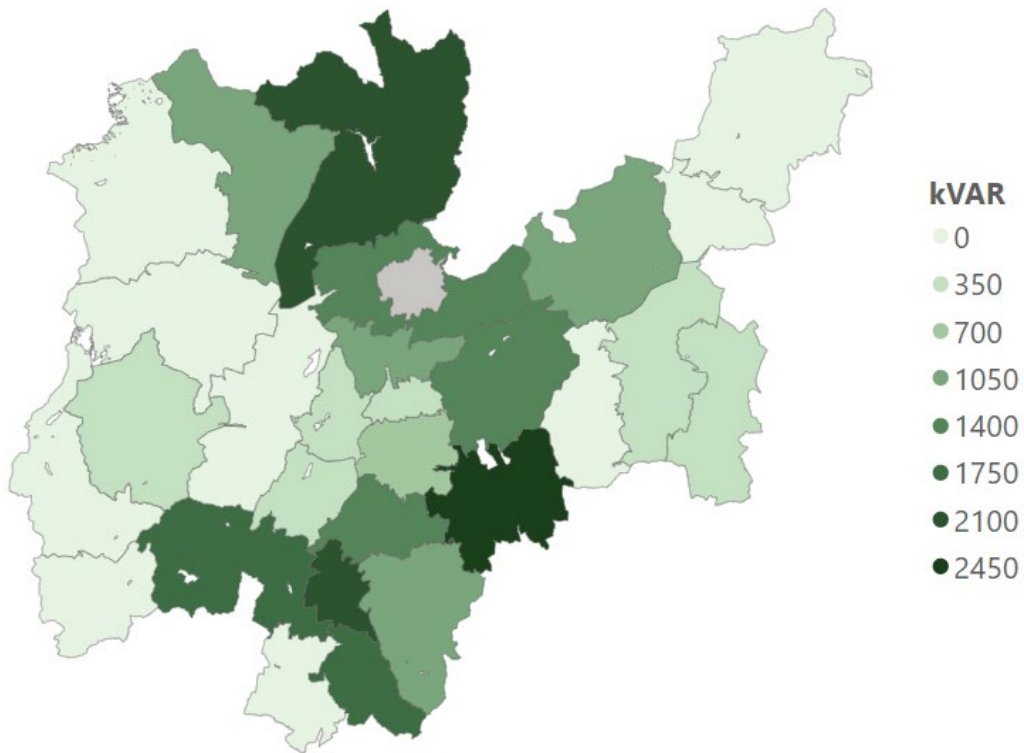


Figura 28 - Rappresentazione territoriale delle immissioni di reattiva in fascia F3

SET ha fatto una scelta strategica volta a garantire un'efficace compensazione distribuita della capacità della propria rete MT. Questa decisione ha lo scopo di coniugare le esigenze tecniche con una visione di beneficio complessivo per l'intero sistema elettrico. A fine 2024 risulta installata una potenza complessiva di compensazione di 27 MVar, di cui il 70% circa installata in BT.

In Figura 29 si fornisce una rappresentazione territoriale della potenza di compensazione distribuita installata a fine 2024.



**Figura 29 - Distribuzione territoriale della potenza di compensazione reattiva installata da SET a fine 2024**

## 6.10 STATO IMPLEMENTAZIONE SMART DISTRIBUTION SYSTEM

SET ha già avviato un percorso di evoluzione della propria rete di distribuzione verso un modello più intelligente e automatizzato, introducendo progressivamente tecnologie avanzate per il monitoraggio, la gestione e l'ottimizzazione della rete elettrica. Attualmente, lo Smart Distribution System di SET si basa su una combinazione di infrastrutture di telecontrollo, automazione e comunicazione che permettono di migliorare l'affidabilità e l'efficienza del servizio.

Uno degli elementi chiave già implementati è il sistema SCADA, che raccoglie e gestisce dati in tempo reale dagli apparati di campo, consentendo il monitoraggio continuo della rete e la gestione da remoto di alcuni dispositivi critici. Un ulteriore elemento, in fase di implementazione, è un sistema di simulazione con funzione di Digital Twin, orientato all'attività di analisi di rete. Lo strumento sarà allineato allo stato della rete sia per quanto riguarda la topologia che le misure e fornirà supporto alla pianificazione e all'analisi di esercizio.

SET ha completato il passaggio alla fibra ottica per gli impianti primari e sta utilizzando la rete 4G con protocollo IEC 104 per il controllo remoto di molteplici apparati, garantendo maggiore velocità e affidabilità nella trasmissione delle informazioni.

Un altro ambito già consolidato è l'implementazione del protocollo IEC 61850, che garantisce l'interoperabilità tra diversi dispositivi di rete e consente lo sviluppo di logiche di automazione avanzate tra cabine primarie e secondarie.

Attualmente, SET sta completando l'installazione di pannelli DV7023 sui montanti delle linee MT in cabina primaria per migliorare l'integrazione delle funzionalità di protezione e automazione.

Per garantire una maggiore flessibilità e affidabilità nella gestione della tensione MT, sono stati installati dispositivi di protezione avanzata come il DV7500, che oltre a svolgere funzioni di protezione e misura sui trasformatori AT/MT, consente l'automazione della regolazione della tensione MT in base alle condizioni della rete.

SET esegue l'identificazione puntuale delle cabine da telecomandare, utilizzando interruttori MT, smart terminal e RGDM, che consentono l'implementazione di logiche di automazione avanzate per l'individuazione e l'isolamento dei guasti.

La Delibera 540/21/R/eel ha previsto che ogni produttore con potenza nominale superiore a 1 MW per singola fonte, installi un Controllore Centrale di Impianto (di seguito CCI) sul punto di fornitura per permettere al DSO di acquisire la Potenza Attiva e Reattiva scambiate sul punto di connessione e la Potenza Attiva prodotta dalla singola fonte. Le misure acquisite vengono inviate a Terna ogni 4 secondi. A fine 2024 risultano 49 CCI attivati sulla rete di SET, di cui 45 relativi ad impianti già esistenti al momento di pubblicazione della delibera e 4 ad impianti nuovi.

Complessivamente, il livello di sviluppo dello Smart Distribution System di SET è già significativo, con una rete dotata di tecnologie avanzate di monitoraggio e automazione.

## 6.11 STATO IMPLEMENTAZIONE SERVIZI DI FLESSIBILITÀ DI RETE

La crescente complessità del sistema elettrico e la transizione verso fonti di energia rinnovabile stanno generando nuove sfide per la gestione delle reti di distribuzione. In questo contesto, l'adozione di servizi di flessibilità di rete sta emergendo come una possibile soluzione per garantire l'affidabilità e l'efficienza delle reti di distribuzione di energia elettrica.

Attualmente, SET non ha ancora implementato servizi di flessibilità sulla propria rete di distribuzione, ma sta monitorando con attenzione l'evoluzione di questo ambito per valutarne le possibili applicazioni e i potenziali benefici.

SET sta attualmente esaminando i potenziali benefici dell'adozione di servizi di flessibilità di rete nella gestione della propria rete di distribuzione. SET sta identificando gli strumenti di analisi e calcolo necessari per valutare la fattibilità di queste soluzioni, analizzando le normative di riferimento e monitorando gli sviluppi relativi agli strumenti di mercato che potrebbero regolamentarne l'approvvigionamento. Questo processo di valutazione è fondamentale per garantire che, qualora i servizi di flessibilità venissero adottati, siano integrati in modo efficace e coerente con le esigenze della rete di distribuzione e con il quadro regolatorio in evoluzione.

## 7 SCENARI DI EVOLUZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO

In questo capitolo sono approfonditi i principali documenti che costituiscono la letteratura di base utilizzata nella definizione degli scenari di riferimento del PdS di SET. Questi documenti delineano gli scenari energetici previsti per i prossimi anni e forniscono il riferimento per le elaborazioni e le analisi sviluppate nei capitoli successivi. In particolare, tali scenari sono stati utilizzati per individuare i driver che influenzeranno l'andamento del carico elettrico nel prossimo futuro e per valutare il loro impatto sul sistema elettrico.

Il primo documento analizzato è il Documento degli Scenari 2024 (DDS 2024), sviluppato da Terna e Snam, che presenta le previsioni sull'evoluzione del sistema elettrico nazionale nei prossimi anni. Il secondo è il Piano Energetico Ambientale Provinciale (PEAP), redatto nel 2021, che offre una prospettiva più specifica e contestualizzata al livello provinciale. Dato che il PEAP, ovvero il principale strumento di riferimento per la definizione degli scenari, ha come anno orizzonte il 2030, anche nella definizione dei propri scenari SET si è allineata a tale orizzonte, estendendo quindi l'anno scenario del piano dal 2029 al 2030.

### 7.1 SCENARI NAZIONALI

Il DDS 2024 rappresenta il risultato dello studio condotto da Snam e Terna in conformità alle delibere 654/2017/R/eel e 689/2017/R/gas e gioca un ruolo chiave nella definizione degli scenari di riferimento necessari alla predisposizione dei Piani di Sviluppo delle reti di trasmissione e distribuzione.

L'obiettivo principale di Snam e Terna, attraverso la redazione del DDS 2024, è quello di delineare una visione coerente e strutturata delle possibili evoluzioni del sistema energetico italiano, integrando le competenze specifiche di entrambi gli operatori. Questa collaborazione risulta essenziale in un contesto in cui l'interazione tra il settore elettrico e quello del gas è sempre più complessa e strategica per il processo di transizione energetica.

Il DDS 2024 si basa sugli scenari sviluppati da ENTSO-E e ENTSO-G, le associazioni europee che coordinano rispettivamente le reti di trasmissione dell'energia elettrica e del gas. Inoltre, integra le più recenti indicazioni normative del governo, tra cui il testo definitivo del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC).

Il PNIEC stabilisce gli obiettivi nazionali al 2030 relativi all'efficienza energetica, all'uso delle fonti rinnovabili e alla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>, oltre a definire obiettivi strategici in tema di sicurezza energetica, interconnessioni, mercato unico dell'energia, competitività, sviluppo sostenibile e mobilità, delineando misure specifiche per il loro raggiungimento.

In conformità con le linee guida fornite da ARERA, con gli scenari del PNIEC e quelli elaborati dagli ENTSOs, Snam e Terna hanno sviluppato differenti scenari.

Per l'anno orizzonte 2030 vengono considerati i seguenti scenari:

- **Scenario PNIEC Policy**, coerente con il PNIEC pubblicato a giugno 2024, che allinea l'Italia agli obiettivi di "Fit-for-55" e "RepowerEU";
- **Scenario PNIEC Slow**, rappresentativo di una transizione più lenta rispetto agli scenari di policy, valutato al fine di comprendere l'impatto delle infrastrutture pianificate in scenari differenti.

Sull'orizzonte temporale 2035 e 2040 sono stati sviluppati tre differenti scenari:

- Scenario PNIEC Slow, uno scenario Late Transition in continuità con quello del 2030;
- Scenario Global Ambition Italia (GA-IT): privilegia la decarbonizzazione tramite idrogeno, biocarburanti ed e-liquidi. La generazione rinnovabile cresce, ma meno rispetto allo scenario DE-IT, con una diversificazione dei vettori energetici nei trasporti e nel settore civile;

- Scenario Distributed Energy Italia (DE-IT): punta sull'elettrificazione diffusa nei settori civile, industriale e dei trasporti, massimizzando l'uso di solare ed eolico con sistemi di accumulo e gestione dell'overgeneration. L'idrogeno è limitato ai settori hard-to-abate.

In questo PdS ci si è concentrati sul contenuto dello **Scenario PNIEC Policy 2030** che tiene conto delle variazioni nel quadro macroeconomico, nella domanda di energia elettrica e gas, nell'integrazione delle fonti rinnovabili e nell'introduzione di nuove tecnologie come la cattura e stoccaggio della CO<sub>2</sub>.

Focalizzando l'attenzione sugli scenari del sistema elettrico, la crescita della domanda elettrica è prevalentemente trainata dal processo di elettrificazione che interessa soprattutto il settore dei trasporti e il settore civile.

Questo aumento è principalmente attribuibile alla diffusione dei veicoli elettrici nel settore dei trasporti e all'adozione delle pompe di calore (PDC) sia nel settore residenziale che in quello dei servizi.

## 7.2 PIANO ENERGETICO AMBIENTALE PROVINCIALE 2021-2030

Il PEAP rappresenta lo strumento di programmazione della Provincia Autonoma di Trento in materia di energia, come previsto dall'art. 2 della Legge provinciale 4 ottobre 2012, n. 20. Il suo ruolo è strategico, poiché delinea le linee guida per la decarbonizzazione del territorio provinciale e definisce le strategie prioritarie per raggiungere questo obiettivo. I piani settoriali provinciali tengono conto delle indicazioni del PEAP, integrandole con azioni specifiche nei rispettivi ambiti di competenza.

Il documento è il risultato di oltre due anni di lavoro coordinato dall'Agenzia Provinciale per le Risorse Idriche e l'Energia (APRIE), con il contributo di istituzioni di ricerca come l'Università di Trento, la Fondazione Bruno Kessler e la Fondazione Edmund Mach. Il PEAP 21-30 è un piano complesso, che tiene conto delle tendenze tecnologiche e socioeconomiche per delineare un modello energetico sostenibile per il Trentino al 2030. Questo modello punta a una riduzione delle emissioni attraverso un mix di soluzioni innovative e l'ottimizzazione delle tecnologie già esistenti.

Il piano definisce un insieme di strategie e interventi prioritari per il territorio trentino, identificando le azioni più efficaci per ridurre l'impatto ambientale. Tuttavia, queste non rappresentano le uniche pratiche virtuose perseguibili: il PEAP mantiene un'impostazione flessibile, capace di adattarsi all'evoluzione tecnologica e di favorire anche iniziative sperimentali che contribuiscano alla riduzione delle emissioni.

In particolare il PEAP pone il proprio focus su aspetti quali la riqualificazione energetica degli edifici residenziali, la penetrazione delle pompe di calore per il riscaldamento e per acqua sanitaria, il programma di efficientamento del patrimonio della Provincia autonoma di Trento, lo scenario di riduzione delle emissioni del comparto industriale, la riduzione di consumi del settore trasporti, la valorizzazione energetica della biomassa legnosa e del potenziale biogas e gli scenari di produzione da fonte rinnovabile.

Per quanto riguarda il settore trasporti, il PEAP punta a sostenere la transizione verso una mobilità più sostenibile, con un focus sulla riduzione delle emissioni climateranti legate ai motori endotermici. Le strategie delineate si sviluppano su due direttrici principali:

- Riduzione della necessità di trasporto con mezzi a combustione interna, incentivando gli spostamenti di breve distanza tramite ciclopedonalità e promuovendo soluzioni tecnologiche come il lavoro da remoto;
- Miglioramento dell'efficienza dei mezzi, con particolare attenzione alla mobilità privata e indicazioni strategiche per il settore del trasporto pubblico.

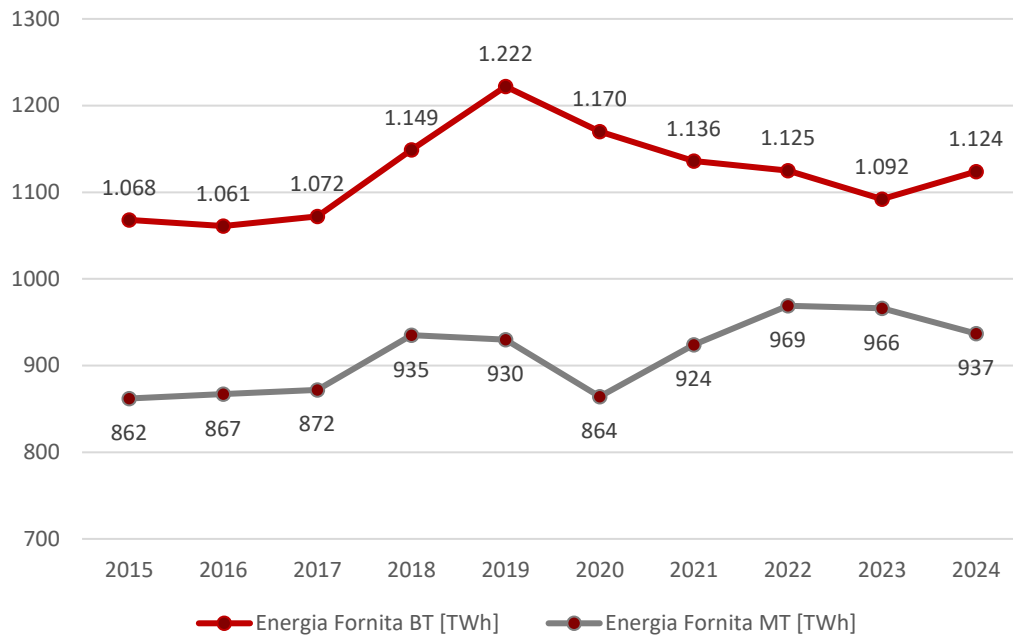
In questo contesto la mobilità elettrica ricopre un ruolo chiave e, per il PEAP, le azioni sono da concentrare su tre obiettivi:

- Incremento delle biciclette elettriche;
- Incremento dei veicoli a trazione elettrica;
- Incremento delle infrastrutture di ricarica.



### 7.3 SCENARI DI SVILUPPO DEI CONSUMI

L'energia distribuita dalla rete di SET nel 2024 è stata di 2.055 TWh, in linea con i 2.058 TWh del 2023. Si riporta l'andamento storico di questo valore in Figura 30, diviso per energia distribuita in bassa e media tensione. È importante notare come l'energia riportata nel grafico non corrisponde all'energia consumata dagli utenti finali, in quanto non tiene in considerazione l'energia autoconsumata dagli utenti dotati di impianti di produzione. L'energia assorbita dai carichi, corrispondente al fabbisogno elettrico, è quindi maggiore di quella riportata in figura.

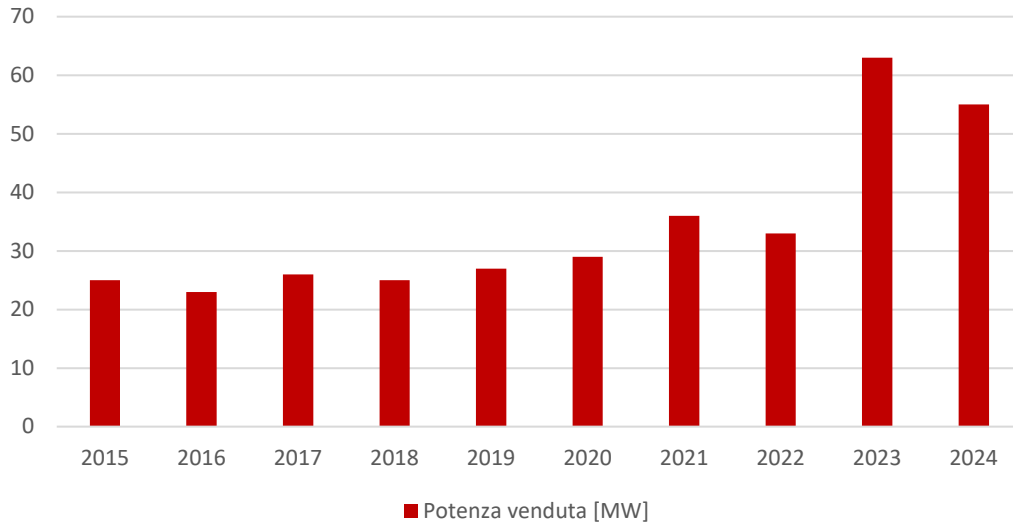


**Figura 30 - Storico dell'energia fornita dalla rete di SET in bassa e media tensione [TWh]**

Nel contesto della crescente domanda di energia elettrica, è fondamentale considerare le diverse componenti che la determinano. Il fabbisogno complessivo dipende da molteplici fattori, tra cui ha un ruolo centrale l'elettrificazione dei consumi finali. Questo processo sta portando ad una progressiva conversione verso il vettore elettrico nella maggior parte degli ambiti, tra cui edifici, industria e trasporti, contribuendo così ad una trasformazione significativa del panorama energetico. La rete deve quindi essere in grado di incrementare la potenza disponibile per gli utenti finali, abilitando così l'elettrificazione dei consumi energetici e la conversione al vettore Elettrico.

Attualmente, le principali tecnologie per l'elettrificazione dei consumi includono lo sviluppo della mobilità elettrica e l'installazione di pompe di calore per il riscaldamento invernale, in sostituzione delle caldaie a gas. Ulteriori sviluppi emergono da settore industriale e da particolari esigenze legate a data center, elettrificazione rete ferroviaria, impianti di gestione dell'idrogeno e impianti di innevamento programmato.

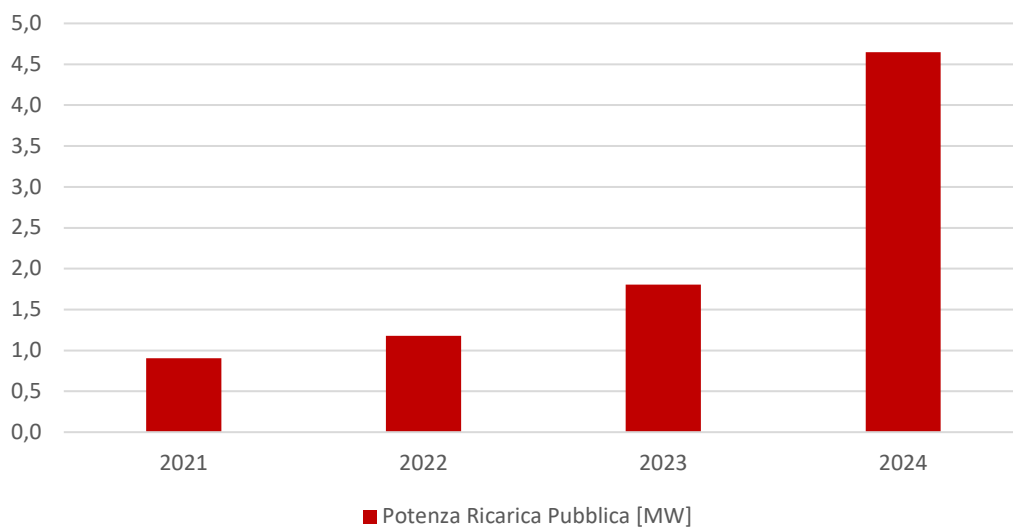
La potenza passiva totale venduta ai clienti finali da SET nel 2024 è stata di 55 MW rispetto ai 63 MW del 2023 e ai 33 MW del 2022. In Figura 31 sono riepilogati i dati storici della potenza passiva venduta ai clienti finali. Come si può vedere, il 2023 e il 2024 hanno registrato un aumento senza precedenti della potenza passiva venduta, che è quasi raddoppiata rispetto ai dati storici.



**Figura 31 - Potenza Passiva (MW) venduta ai clienti finali su rete SET**

Questo notevole incremento è attribuibile a diversi fattori, tra cui l'adeguamento di potenza da parte di utenti domestici conseguentemente all'installazione di un impianto di produzione fotovoltaico o all'elettificazione dei consumi, le richieste di allacciamento di un elevato numero di impianti passivi di grossa taglia e l'aumento considerevole di stazioni di ricarica pubblica per veicoli elettrici.

In Figura 32 si riporta la nuova potenza installata, suddivisa per anno, relativa a impianti di ricarica pubblica di veicoli elettrici.



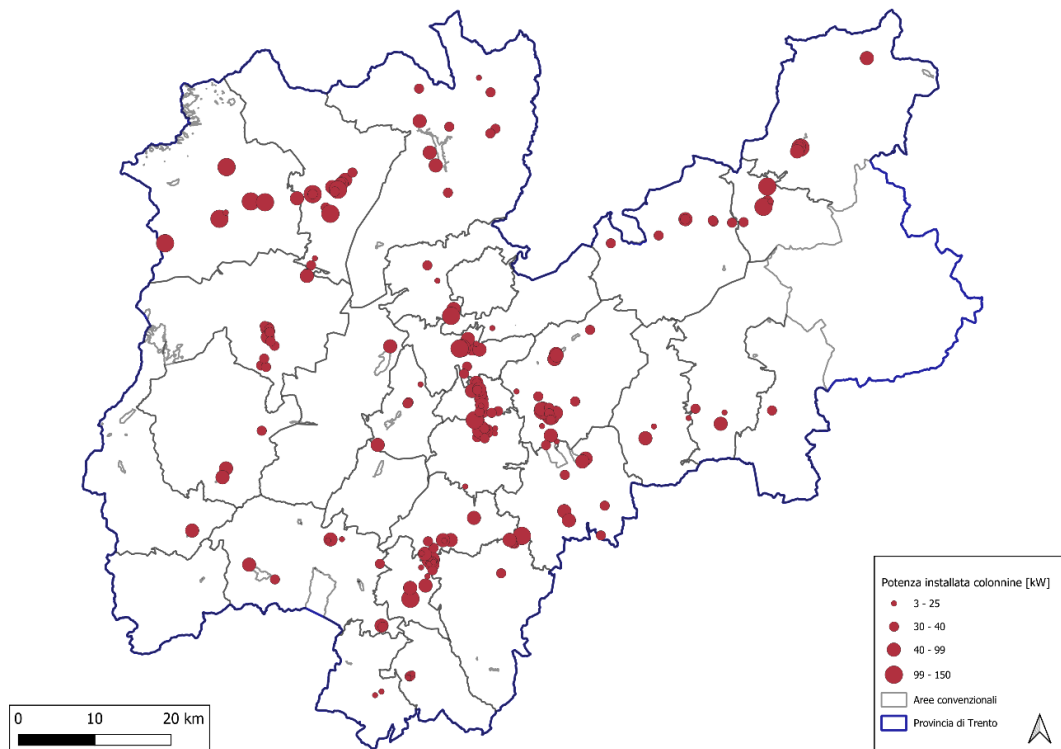
**Figura 32 – Nuova potenza installata relativa ad impianti di ricarica per veicoli elettrici**

La richiesta di potenza elettrica è direttamente collegata ai consumi energetici, ma il modo in cui questa relazione si manifesta varia a seconda della tecnologia utilizzata. In particolare, per le tecnologie emergenti come i veicoli elettrici e le pompe di calore, sarà fondamentale analizzare la relazione tra la potenza installata e l'energia assorbita dalla rete, per prevederne l'impatto effettivo sulla rete.

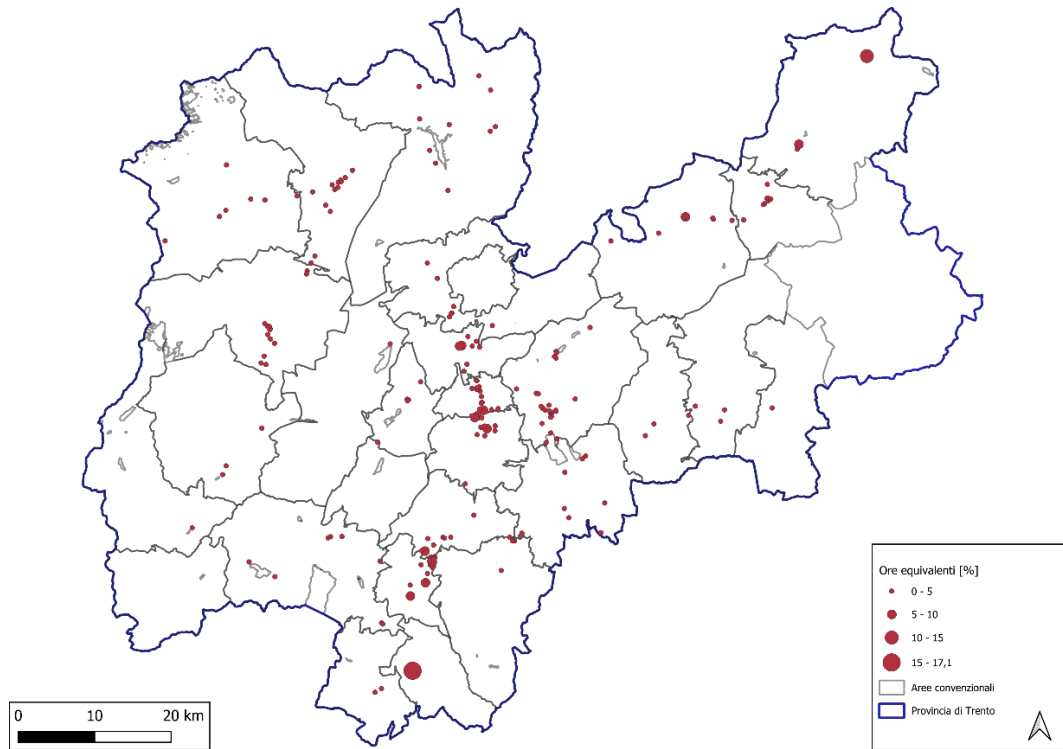
Ad esempio, analizzando le curve di carico delle colonnine di ricarica pubblica attualmente installate, il fattore di utilizzo, e quindi l'energia assorbita, risulta molto basso. Questo è dovuto principalmente al numero ancora ridotto di veicoli elettrici circolanti. Ipotizzando che le stazioni di ricarica siano dimensionate per erogare la potenza installata in modo continuativo, si è presa come energia di riferimento "potenzialmente ricaricabile" la potenza installata moltiplicata per le ore annue. Si sono così ricavate le ore annue equivalenti di funzionamento, relative alle singole stazioni di ricarica.

Nelle figure successive è rappresentata la distribuzione territoriale delle colonnine di ricarica pubblica attualmente allacciate alla rete di SET in termini di potenza installata, Figura 33, e percentuale di energia assorbita nel 2024 rispetto a quella "potenzialmente ricaricabile", Figura 34.

I valori individuati sono generalmente molto ridotti, con pochi picchi intorno al 17% e un valore medio inferiore al 5% dell'energia "potenzialmente ricaricabile".



**Figura 33 - Distribuzione delle colonnine di ricarica pubbliche con indicazione della potenza installata**



**Figura 34 - Distribuzione delle colonnine di ricarica pubbliche con indicazione delle ore equivalenti di utilizzo**

Anche per le pompe di calore, l'aumento di potenza richiesto dal cliente conseguentemente all'installazione non si traduce necessariamente in un maggiore assorbimento di energia dalla rete. Spesso, infatti, queste tecnologie sono abbinate a impianti fotovoltaici, creando una sinergia che permette di sfruttare l'energia in eccesso prodotta nei momenti di basso carico, immagazzinandola sotto forma di energia termica. Questo approccio, oggi gestito direttamente dagli utenti per ottimizzare i costi economici, potrebbe influenzare l'impatto delle pompe di calore sulla rete. Da un lato, riducendo la potenza immessa in rete nei momenti di picco di produzione fotovoltaica, dall'altro contribuendo a contenere il carico elettrico nei periodi di alta richiesta di potenza passiva.

Oltre ai due driver principali, pompe di calore e veicoli elettrici, per i quali è stato sviluppato uno studio dettagliato, esposto nei prossimi sotto capitoli, negli ultimi anni si è registrato anche un aumento delle richieste di connessione da parte di utenti energivori appartenenti a nuove categorie di carico, come i data center e gli impianti per lo stoccaggio dell'idrogeno. Tali richieste richiedono un'analisi approfondita e, in alcuni casi, interventi mirati di adeguamento della rete. La rapidità con cui emergono queste esigenze impone al distributore di fornire risposte tempestive e di sviluppare strategie innovative per garantire l'adeguamento della rete nei tempi necessari all'entrata in esercizio di questi impianti.

## 7.4 POMPE DI CALORE

L'adozione diffusa delle PdC rappresenta uno dei principali pilastri della strategia di elettrificazione dei consumi energetici per il raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità definiti dai piani energetici nazionali. Nel PNIEC, le PdC sono individuate come una soluzione fondamentale per la transizione energetica. L'obiettivo per il 2030 prevede infatti una notevole espansione dell'utilizzo delle PdC nel settore residenziale, dove rappresentano una tecnologia efficiente per soddisfare il fabbisogno di riscaldamento e raffrescamento degli edifici e per la produzione di acqua calda sanitaria.

Quantificare i consumi futuri dovuti alle PdC è essenziale per comprendere l'impatto che questo incremento avrà sulla rete elettrica. Per analizzare questi scenari futuri, si è fatto riferimento al DDS 2024 e ai dati forniti dall'APRIE riguardo al numero e alle caratteristiche delle PdC installate in Trentino, classificandole per anno di installazione e per fascia di potenza. Questi dati hanno permesso di costruire un quadro dettagliato del parco installato e di individuare una tendenza di crescita.

Secondo i dati APRIE, al 2023 risultano installate in Trentino circa 15.000 PdC. Considerato che il DDS 2024 stima un incremento del 130% nel periodo 2023-2030, possiamo assumere, che secondo questo scenario ci sarà un incremento di circa 19.500 installazioni, per un totale di 34.500 PdC. Per ricavare il numero di PdC da installare nel periodo 2025-2030 si è partiti dal valore 2023-2030 sottraendovi le 2.000 PdC installate nel 2023 e una stima delle PdC installate nel 2024, assunte pari alla quota 2023.

Il valore ottenuto è in linea con le previsioni su scala nazionale, infatti il DDS 2024 stima la presenza di circa 2 milioni di PdC installate in Italia. Rapportando questo dato alla popolazione del Trentino, il valore teorico corrisponderebbe a circa 18.300 PdC. Tuttavia, il dato reale evidenzia una differenza del 22%, giustificabile, in parte, dalle particolari condizioni climatiche, dato che l'efficienza delle PdC diminuisce con il calo delle temperature esterne, e, in una regione come il Trentino, il riscaldamento a legna rimane una scelta tradizionale e conveniente per molti residenti.

In Figura 35 è riportato l'andamento delle installazioni di PdC in ambito residenziale in Trentino fino al 2023 (dati APRIE) e la proiezione al 2030.

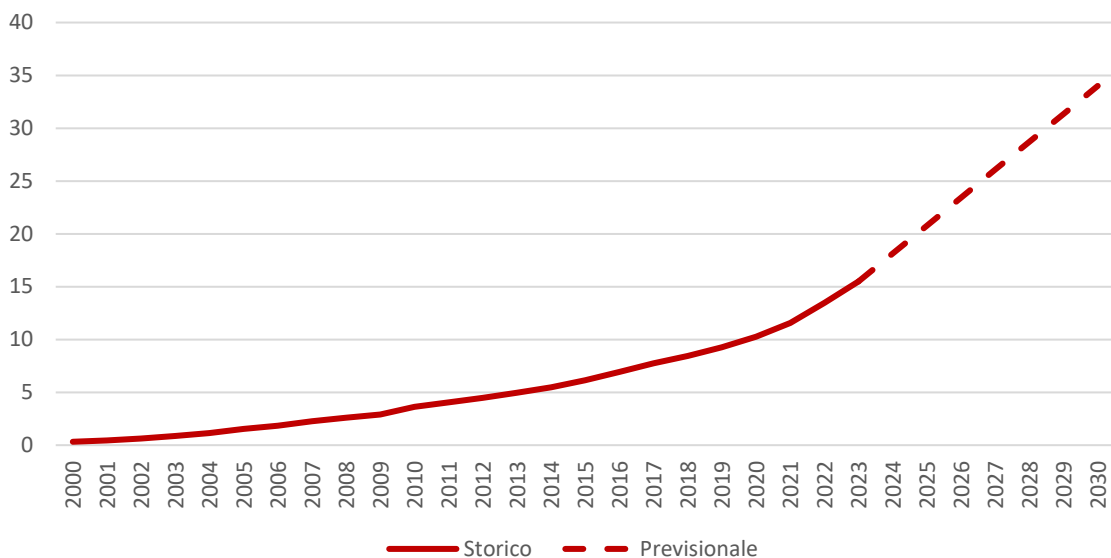
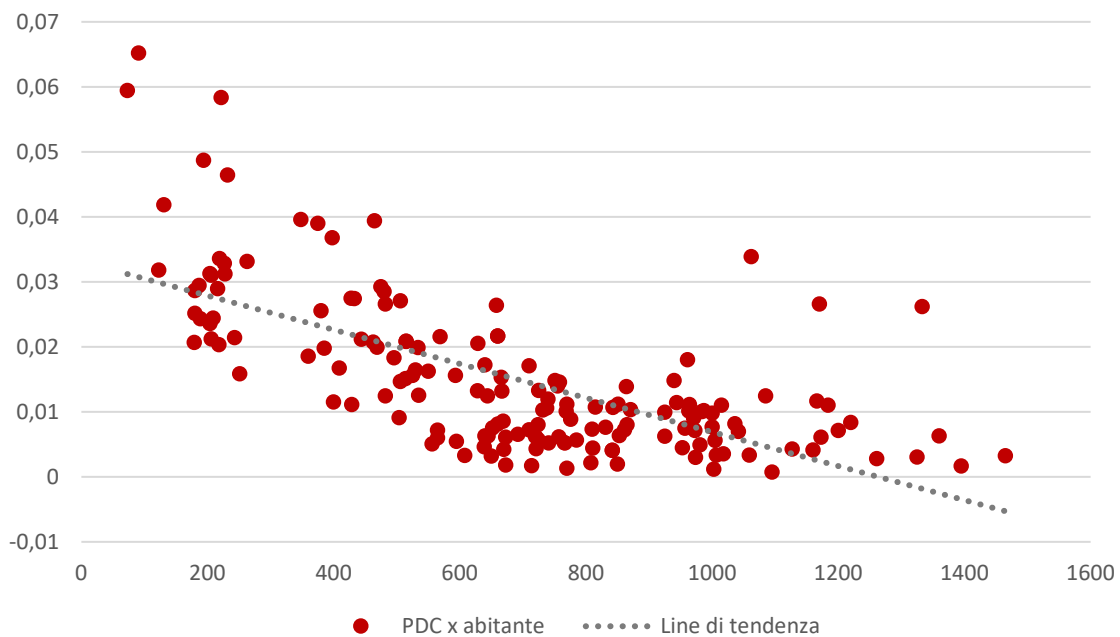


Figura 35 - Andamento installazione di PdC in Provincia di Trento fino al 2023 e trend di crescita atteso al 2030

L'analisi condotta ha esaminato la tendenza delle installazioni rispetto all'altitudine dei comuni. È noto che il coefficiente di prestazione (CoP) delle PdC, ossia il rapporto tra il calore ceduto all'ambiente da riscaldare e l'energia elettrica consumata, varia in funzione della temperatura esterna, peggiorando al diminuire di quest'ultima. Di conseguenza, è ragionevole attendersi una riduzione del numero di installazioni con l'aumentare della quota altimetrica dei comuni.

Grazie ai dati forniti da APRIE, che riportano il numero di PdC installate in ogni comune, è stato possibile individuare una correlazione tra il numero di installazioni per abitante e l'altitudine del comune di riferimento. Il diagramma a dispersione riportato in Figura 36 illustra questa relazione, evidenziando come il numero di installazioni tenda a diminuire proporzionalmente alla quota altimetrica.



**Figura 36 - Diagramma a dispersione che relaziona, per ciascun comune, altitudine e num. di PdC per abitante**

L'analisi della linea di regressione mostra una chiara tendenza a installare le PdC prevalentemente nei comuni situati a quote inferiori. Questo dato conferma le ipotesi iniziali, rendendo coerente l'utilizzo di questo criterio per distribuire territorialmente le PdC previste da qui al 2030.

Supponendo che al 2030 la linea di regressione nel diagramma a dispersione mantenga una pendenza simile a quella osservata nel caso attuale, è possibile stimare la distribuzione delle nuove pompe di calore tra i vari comuni. Questo approccio garantisce una proiezione coerente con le tendenze osservate e basata su dati reali.

Considerando che l'analisi riguarda esclusivamente le PdC in ambito residenziale, la distribuzione delle PdC assegnate a ciascun comune tra le cabine secondarie è stata effettuata proporzionalmente al numero di utenti domestici sottesi a ciascuna cabina. L'obiettivo è identificare, all'interno del comune, i nodi della rete con la maggiore concentrazione di utenti domestici, ovvero le aree in cui è più probabile che si registri una maggiore diffusione di PdC. Con questo approccio è stato possibile distribuire le nuove PdC installate a livello di POD.

È stato poi necessario quantificare l'energia termica necessaria.

Per la componente riscaldamento, si è considerato un indice di prestazione energetica dell'edificio pari a  $55 \text{ kWh/m}^2$ , che rappresenta l'energia consumata annualmente per riscaldare un metro quadro, e si è ipotizzata una superficie media di  $90 \text{ m}^2$  per appartamento. Questo ha permesso di ricavare l'energia calorica totale annua. Per stabilire il fabbisogno calorico

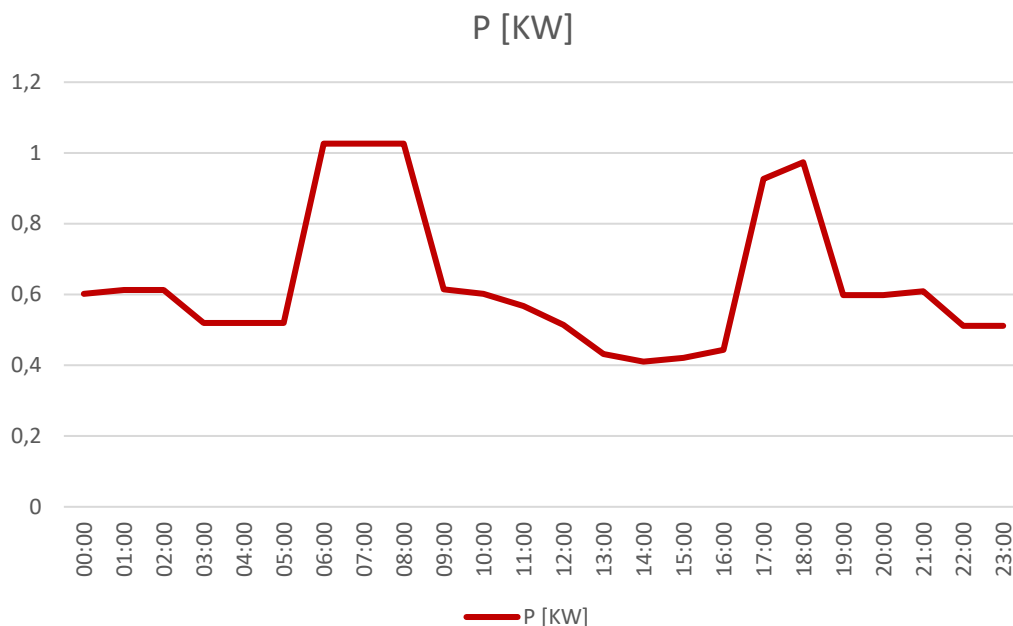
giornaliero per una giornata tipica invernale, si è ipotizzato che un mese invernale rappresenti il 20 % del carico annuale, e si è distribuito equamente il consumo tra i giorni del mese.

Il fabbisogno di calore per l'acqua calda sanitaria (ACS) è stato calcolato in due fasi: la stima del volume di acqua utilizzata e la quantificazione dell'energia necessaria per riscaldarla alla temperatura desiderata. Per fare questo si è fatto uso delle norme tecniche UNI/TS 11300 che quantificano l'energia termica giornaliera richiesto da un'abitazione.

Definita la quantità di calore necessaria per soddisfare il fabbisogno dell'abitazione, si è determinata l'energia elettrica assorbita dalla PdC per fornire tale calore e si è definito un profilo tipico, per distribuire questo consumo elettrico nel corso della giornata. Per determinare l'energia elettrica necessaria, si è ipotizzato che l'impianto di riscaldamento lavori a una temperatura di mandata di 40 °C, mentre per l'ACS la temperatura di erogazione raggiunga i 50 °C. Partendo da questi valori si è stimato, in funzione della temperatura esterna, il COP di un impianto tipico, riferito a ciascun comune per la giornata tipica invernale di riferimento.

Grazie a questo metodo, è stato possibile ottenere una stima del consumo elettrico orario relativo alle due componenti principali – riscaldamento ambientale e acqua calda sanitaria. Conoscendo l'energia consumata su base oraria e assumendo che la potenza erogata dalla PdC rimanga costante durante ciascuna ora, si è definito il profilo di assorbimento di potenza in condizioni ordinarie per ogni comune considerato.

A titolo di esempio, il grafico seguente mostra il profilo orario della potenza assorbita da una pompa di calore situata a Trento. Questo profilo tiene conto sia delle caratteristiche climatiche locali sia delle specifiche operative dell'impianto, ed è rappresentativo di una tipica giornata invernale.



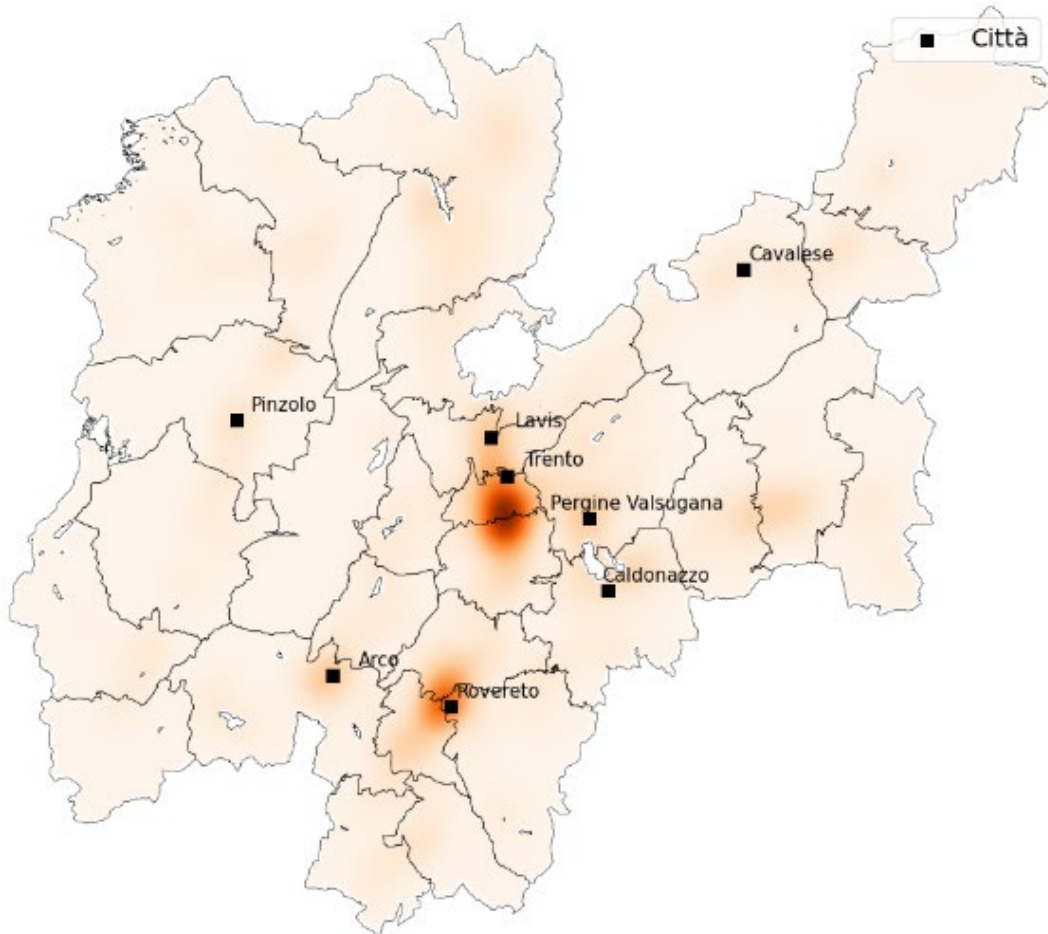
**Figura 37 - Profilo orario della potenza assorbita da una PdC a Trento**

I profili di potenza ricavati, assegnati ai singoli POD e poi raggruppati per nodo di cabina secondaria, sono stati utilizzati come dati di input nelle simulazioni di load flow utilizzate in questo PdS.

Le ipotesi formulate rappresentano un limite dell'analisi, poiché i profili di assorbimento di una pompa di calore dipendono in modo significativo dalla modalità di funzionamento specifica dell'apparecchio. Queste modalità potrebbero generare picchi di potenza superiori rispetto a quelli stimati. Tuttavia, la procedura adottata è considerata valida per l'obiettivo prefissato: determinare il profilo aggregato di assorbimento di un elevato numero di apparecchi. In tale contesto, le peculiarità operative delle singole pompe di calore diventano progressivamente meno rilevanti all'aumentare del numero di unità analizzate.

Vista la complessità modellistica delle PdC, è stato necessario ridurre il numero di variabili in gioco. In particolare, si è assunto costante il fabbisogno calorico degli edifici, trascurandone la dipendenza dalla temperatura esterna e quindi dall'altitudine di installazione. Tuttavia, questa semplificazione costituisce un limite del modello attuale. Pertanto, i prossimi passi di questa analisi prevederanno l'integrazione di questa dipendenza nel modello, al fine di migliorarne la precisione e la capacità predittiva.

Di seguito, Figura 38, si presenta la distribuzione territoriale dell'installazione di PdC prevista per il 2030, suddivisa per aree di pertinenza di cabina primaria.



**Figura 38 - Distribuzione consumi dovuti alle PdC previsti per il 2030, ripartita per le aree di competenza di cabina primaria**



## 7.5 VEICOLI ELETTRICI

Il DDS 2024 identifica la mobilità elettrica come il principale fattore di crescita della domanda di energia elettrica nel prossimo futuro. La diffusione dei veicoli elettrici (EV) è in costante aumento e ci si aspetta che essi costituiranno una quota rilevante del parco auto entro il 2030. Di conseguenza, risulta essenziale analizzarne l'impatto sulla rete di distribuzione e pianificare gli investimenti più efficaci per ottimizzarne l'integrazione.

Per delineare scenari affidabili, vengono considerati quattro fattori chiave:

- Crescita prevista del numero di veicoli;
- Distribuzione dei punti di ricarica sul territorio;
- Energia necessaria per la ricarica;
- Profili di assorbimento della potenza.

Nel PEAP, lo scenario di sviluppo della mobilità elettrica in Trentino prevede la presenza di circa 54.000 EV, suddivisi in 36.000 veicoli puramente elettrici (BEV) e 18.000 veicoli ibridi "plug-in" (PHEV). Partendo dai dati ACI relativi al 2023 (ultimo aggiornamento disponibile), e considerando le peculiarità locali, si stimano ad oggi 2.000 veicoli elettrici, da cui risulta che nel periodo 2025-2030 vi sarà un incremento di circa 52.000 veicoli elettrici, pari a oltre il 96% del totale previsto.

Per valutare il consumo complessivo di energia della futura flotta di veicoli elettrici, si è ipotizzato che ciascun EV percorra 10.000 km all'anno si è assunto un consumo medio di 0,2 kWh/km per i BEV e 0,15 kWh/km per i PHEV.

Sulla base di queste ipotesi si è stimato l'incremento del consumo annuo di energia elettrica per la ricarica dei veicoli elettrici al 2030 rispetto al 2024, che è poi stato ripartito su base giornaliera ipotizzando, cautelativamente, che la ricarica venga fatta in soli quattro giorni alla settimana.

Per valutare l'impatto della ricarica dei veicoli elettrici sulla rete, è necessario definire ipotesi relative ai profili di ricarica e alla distribuzione geografica delle infrastrutture di ricarica, con l'obiettivo di ottenere delle curve di carico a livello di cabina secondaria.

Si sono individuate quattro categorie principali di tipologia di ricarica:

**Ricarica domestica:** La ricarica domestica rappresenta la quota più significativa del consumo energetico dei veicoli elettrici, coprendo il 45% della domanda complessiva. Si prevede che la maggior parte degli utenti preferisca ricaricare il proprio veicolo presso l'abitazione per via dei costi inferiori rispetto alle infrastrutture pubbliche. La domanda energetica viene ripartita tra i comuni in base alla popolazione residente e successivamente assegnata ai nodi della rete considerando il numero di utenti domestici sottesi. Il profilo orario della ricarica domestica è caratterizzato da un picco serale intorno alle 19:00, in corrispondenza del rientro a casa degli utenti, con un progressivo calo durante la notte.

**Ricarica sul posto di lavoro:** La ricarica presso i luoghi di lavoro copre il 25% della domanda complessiva. Per stimarne la distribuzione territoriale, si fa riferimento ai dati ISTAT sui flussi pendolari, considerando il numero di lavoratori che si spostano quotidianamente in auto.<sup>1</sup> L'energia necessaria è assegnata ai nodi della rete in base alla presenza di attività economiche, proporzionalmente ai consumi energetici registrati dai relativi punti di prelievo. Il profilo orario della ricarica sul posto di lavoro mostra un picco nelle prime ore del mattino, con il massimo assorbimento intorno alle 9:00, seguito da un progressivo calo nel corso della giornata.

**Ricarica da colonnina pubblica:** Le colonnine pubbliche di ricarica rappresentano il 30% della domanda complessiva e forniscono un'infrastruttura essenziale per la mobilità elettrica. La distribuzione territoriale della domanda segue la densità della popolazione e viene assegnata ai nodi della rete sulla base dei consumi energetici di attività commerciali, servizi di ristorazione e strutture sanitarie. Il profilo orario è caratterizzato da due picchi principali: uno al mattino, in concomitanza con l'inizio dell'attività lavorativa e commerciale, e uno serale, legato alla maggiore affluenza nei centri urbani e nelle aree commerciali.

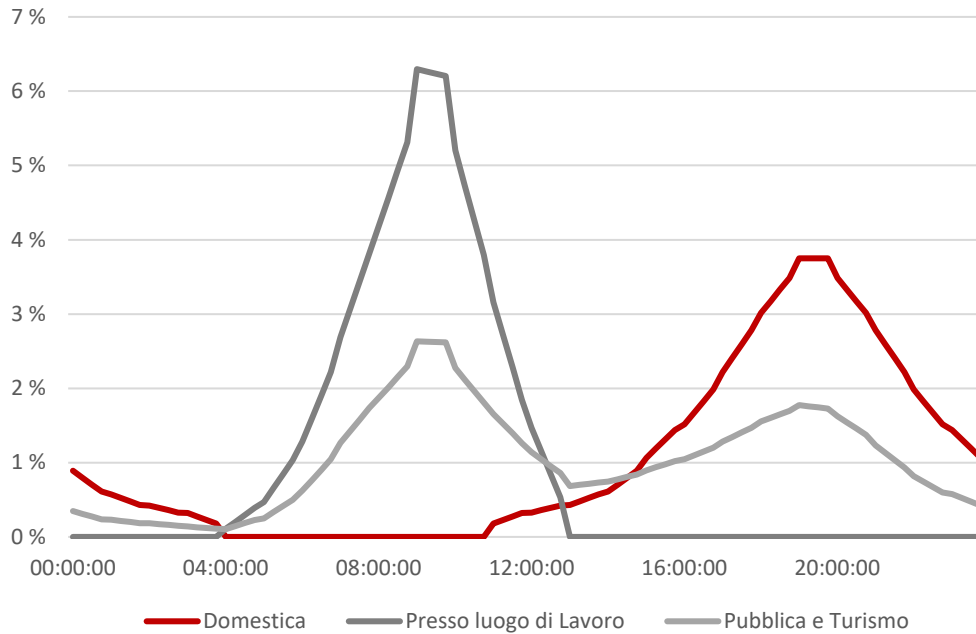
**Ricarica in ambito turistico:** Il settore turistico riveste un ruolo chiave per l'economia del Trentino e genera una domanda addizionale di energia per la ricarica dei veicoli elettrici dei visitatori. La stima del numero di EV turistici è basata sulla

---

<sup>1</sup> SET sta lavorando ad un metodo alternativo per la determinazione dei flussi veicolari per motivi di lavoro, basato su dati provinciali frutto di una campagna di misura realizzata da APRIE.

capacità ricettiva dei comuni, assumendo un rapporto costante tra posti letto disponibili e veicoli in circolazione. L'energia richiesta viene attribuita ai nodi della rete proporzionalmente ai consumi degli esercizi ricettivi. La distribuzione oraria segue le abitudini dei turisti, con picchi nelle ore centrali della giornata.

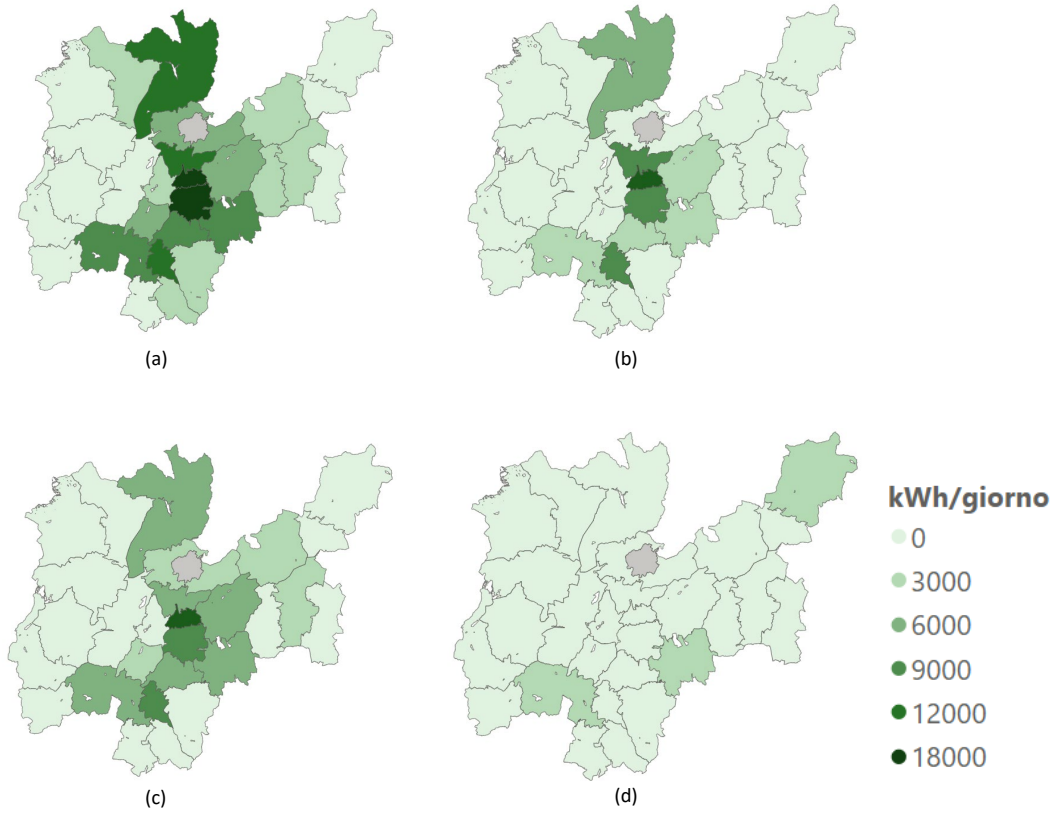
In Figura 39 si riportano i profili di ricarica utilizzati, espressi come percentuale dell'energia ricaricata giornalmente.



**Figura 39 - Profili di ricarica**

L'incremento della mobilità elettrica porterà ad una crescita significativa della domanda di energia elettrica, rendendo necessaria una pianificazione attenta dello sviluppo della rete di distribuzione. La differenziazione delle tipologie di ricarica e la modellizzazione dei profili orari consentono di prevedere con maggiore precisione l'impatto sulla rete e di individuare le strategie di investimento più efficaci per garantire un servizio affidabile e sostenibile nel lungo periodo.

In Figura 40 è mostrata la ripartizione territoriale dei consumi dovuti alla ricarica dei veicoli elettrici differenziati per tipologia di ricarica, mentre in Figura 41 si riporta la ripartizione dei consumi complessivi dovuti alla ricarica elettrica.



**Figura 40 - Ripartizione territoriale dell'energia giornaliera [kWh] dovuta alla ricarica dei veicoli elettrici. Da (a) a (d) in ordine troviamo: ricarica domestica, ricarica sul posto di lavoro, ricarica da colonnina pubblica e ricarica in ambito turistico**

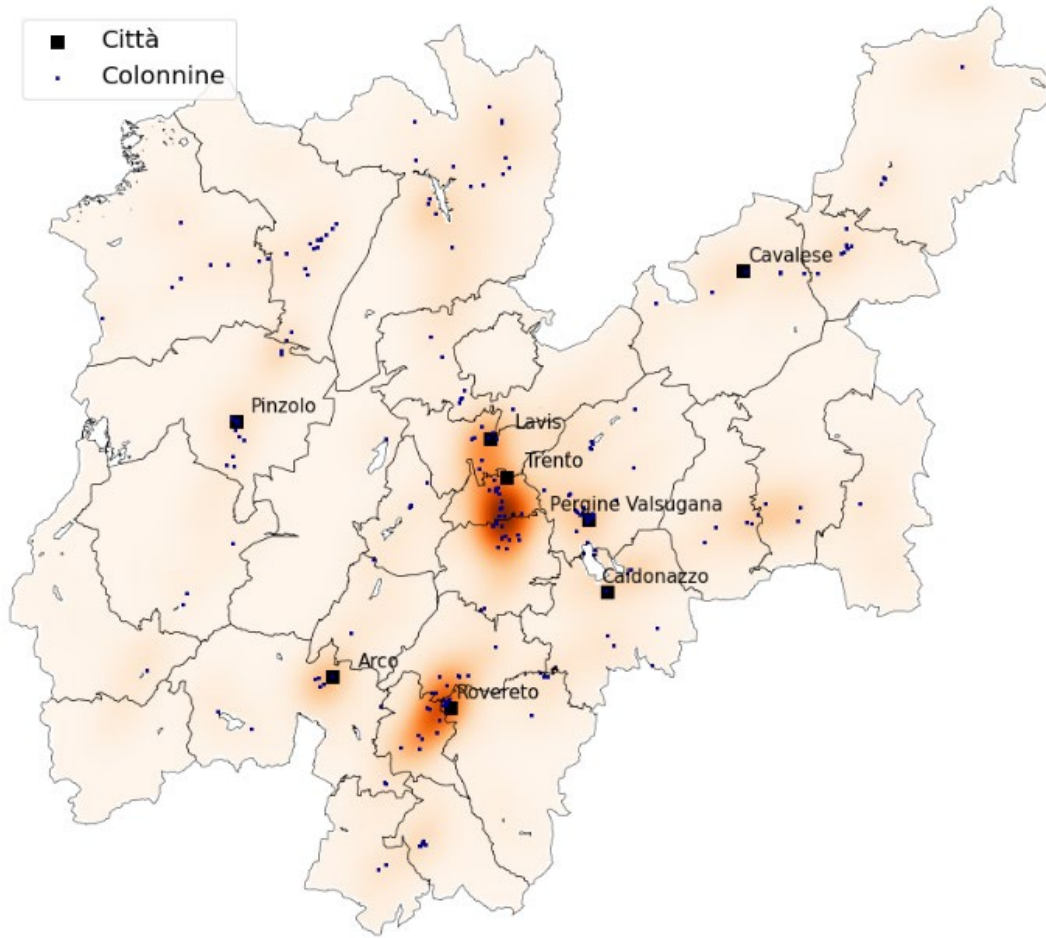


Figura 41 - Ripartizione territoriale ricarica veicoli elettrici complessiva

## 7.6 SCENARI DI SVILUPPO DELLE FER E DEI SISTEMI DI ACCUMULO

Per comprendere l'impatto della generazione distribuita da fonti di energia rinnovabile (FER) sulla rete di distribuzione, SET ha condotto un'analisi basata sugli obiettivi stabiliti dal decreto ministeriale del 21 giugno 2024, che prevede per ciascuna regione o provincia autonoma specifiche quote di capacità rinnovabile da installare entro il 2030. Nello specifico, per la Provincia Autonoma di Trento, è stato fissato un obiettivo di 631 MW di potenza rinnovabile da installare, ripartita per anno come illustrato nella tabella seguente.

Tabella 1 - Obiettivi di nuova potenza fotovoltaica installata da fonti rinnovabili

Obiettivi di potenza aggiuntiva [MW]									
2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
11	41	108	140	195	258	333	419	520	631

Questa capacità sarà composta interamente da impianti fotovoltaici, poiché per la Provincia di Trento non è prevista l'installazione di impianti eolici, e l'idroelettrico, secondo quanto riportato nel Piano Energetico Ambientale Provinciale (PEAP), non subirà variazioni significative tali da comportare un aumento della produzione. Prendendo come riferimento il 2024 come anno rappresentativo della situazione attuale, emerge quindi la necessità di installare 346 MW aggiuntivi di potenza fotovoltaica tra il 2025 e il 2030, per raggiungere il target stabilito.

Considerando la sola rete di SET, che non gestisce la totalità degli utenti in Trentino, possiamo stimare che la potenza installata da fonti rinnovabili avrà un andamento come quello riportato in Figura 42.

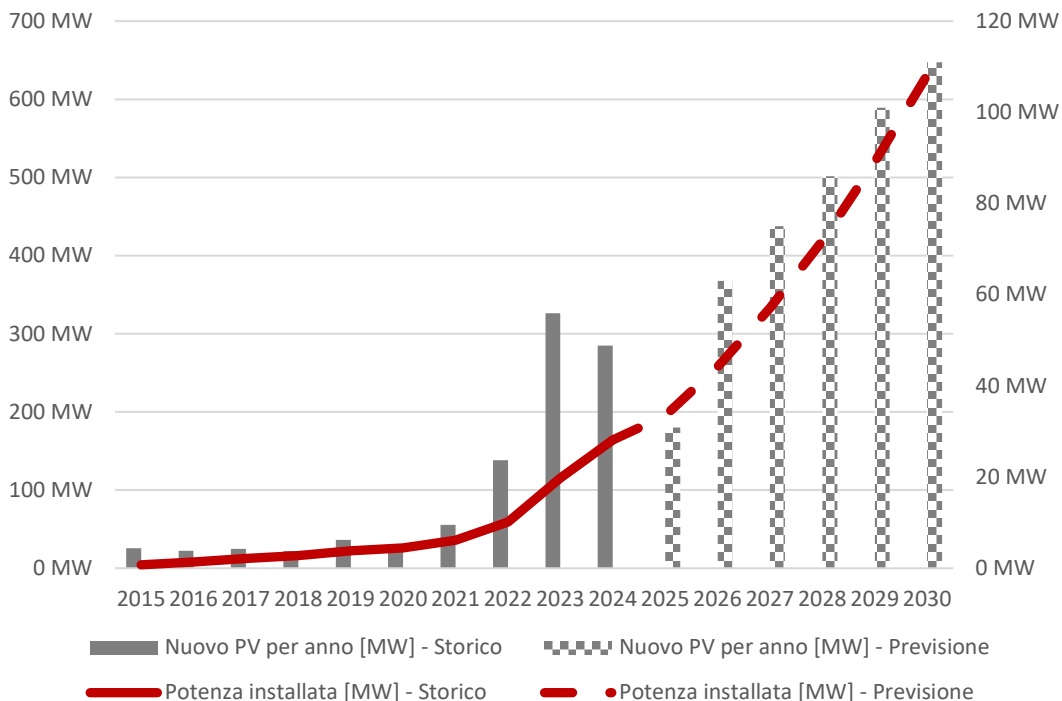


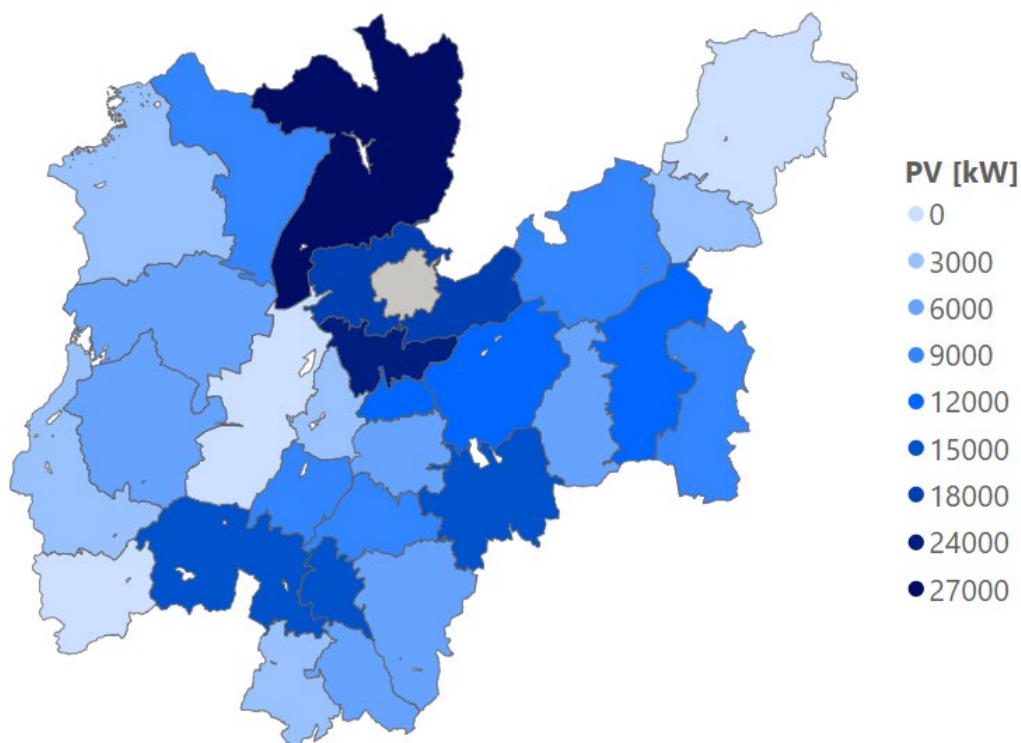
Figura 42 - Andamento delle installazioni FER fino al 2023 e trend fino al 2030

La ripartizione tra i comuni della quota complessiva di potenza fotovoltaica da installare è stata effettuata secondo le indicazioni contenute nel rapporto tecnico "PEAP 2021-2030: Stima del potenziale di energia da fonte fotovoltaica della Provincia di Trento" pubblicato da APRIE e nato in attuazione di quanto previsto dal D.Lgs 199/2021. Questo documento quantifica la superficie idonea disponibile per l'installazione di impianti fotovoltaici in ciascun comune, includendo le coperture ancora prive di fotovoltaico e le altre aree idonee come cave e parcheggi. Pur riconoscendo che i risultati riportati sono poco indicativi sulla reale capacità di accogliere fotovoltaico in quanto sovrastimano le superfici disponibili all'installazione di pannelli, i valori relativi delle superfici idonee dei diversi comuni consentono comunque una stima rappresentativa della potenza installabile rispetto al totale considerato. Sulla base di queste considerazioni è stato possibile definire la quota da assegnare a ciascun comune ed ottenere una ripartizione, con una granularità a livello di cabina secondaria, delle nuove installazioni di impianti fotovoltaici previste nel periodo.

La potenza fotovoltaica è stata distribuita a livello di cabina secondaria considerando, per ciascun comune, l'insieme degli edifici ancora sprovvisti di impianto fotovoltaico. In questo modo è stato possibile ottenere un'indicazione di dettaglio geografico riguardo all'ubicazione della nuova potenza fotovoltaica installata.

La ripartizione degli impianti tra la rete BT e MT è stata fatta ipotizzando una distribuzione in linea con quella storicamente in essere in Provincia di Trento, dove il 75% della potenza totale è connessa sulla rete di BT e il restante 25% sulla rete MT.

Nelle prossime figure si presenta il risultato della distribuzione territoriale della nuova potenza fotovoltaica prevista per il 2030, con dati aggregati per cabina primaria in Figura 43 e per cabina secondaria in Figura 44.



**Figura 43 - Ripartizione installazioni fotovoltaico al 2030 per aree di competenza di Cabina primaria**

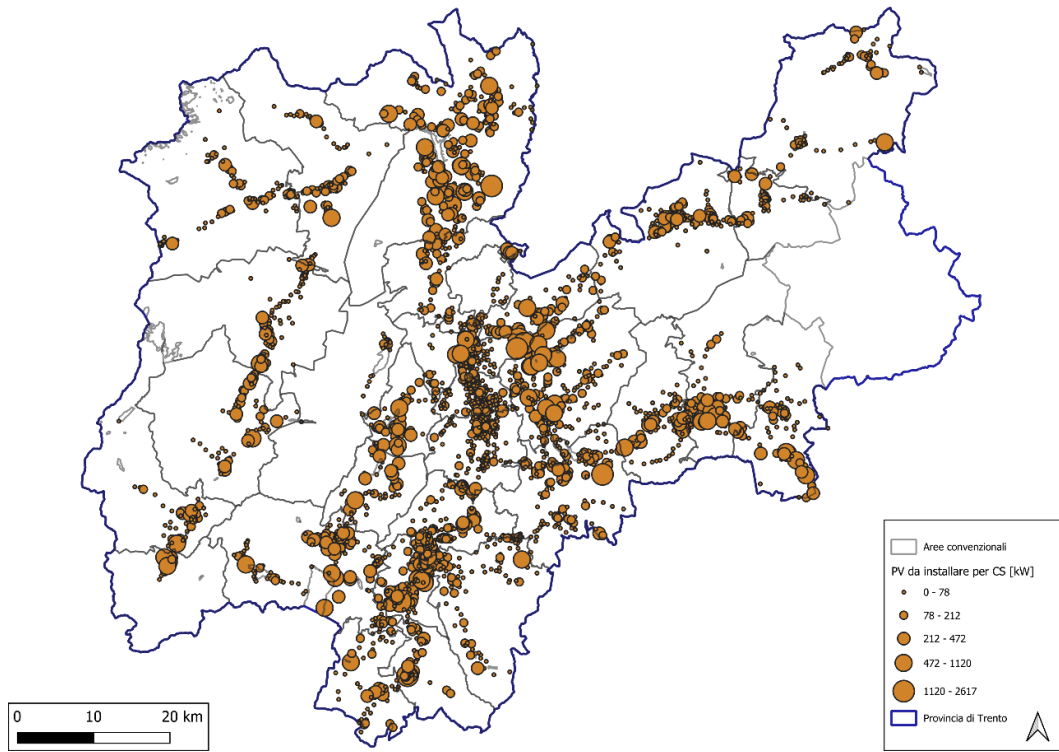


Figura 44 - Ripartizione per cabina secondaria della nuova potenza fotovoltaica prevista al 2030

## 8 METODOLOGIA DI SCELTA E RAPPRESENTAZIONE DEGLI INTERVENTI

### 8.1 DRIVER

La pianificazione degli sviluppi delle cabine primarie e delle reti MT e BT è effettuata da SET in modo da perseguire i seguenti obiettivi generali:

- assicurare che il servizio elettrico venga erogato con carattere di sicurezza, affidabilità e continuità nel breve, medio e lungo periodo;
- programmare gli interventi volti ad assicurare l'efficienza e lo sviluppo della rete MT e BT sul territorio della Provincia Autonoma di Trento, in qualità di distributore di riferimento in una provincia in cui sono presenti dieci aziende di distribuzione.
- garantire l'imparzialità e la neutralità del servizio al fine di assicurare l'accesso alla rete MT e BT paritario a tutti gli utenti;
- assicurare la tutela dell'ambiente e la sicurezza degli impianti;
- connettere alla rete di competenza di SET tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio.

Per soddisfare questi obiettivi SET considera i seguenti driver di riferimento, per l'individuazione degli interventi da ricomprendere nel Piano di Sviluppo:

- **Transizione energetica:** declinato in hosting capacity e loadability: identifica gli interventi finalizzati ad accogliere nuova produzione rinnovabile e a soddisfare i fabbisogni derivanti dall'elettrificazione dei consumi;
- **Resilienza:** identifica gli interventi destinati a incrementare la capacità della rete e dei suoi componenti di fronteggiare eventi meteorologici estremi e condizioni straordinarie;
- **Controllo tensione / Gestione energia reattiva:** identifica gli interventi destinati a migliorare la qualità del servizio reso in termini di continuità e regolarità dei valori di tensione nonché alla corretta gestione dei flussi di energia reattiva;
- **Qualità tecnica (continuità del servizio, ammodernamento asset):** identifica gli interventi volti a garantire il corretto esercizio della rete e ad assicurare regolarità alla fornitura di energia, inclusi interventi in sicurezza della rete;
- **Digitalizzazione, sistemi di telecomunicazione e innovazione tecnologica:** identifica gli investimenti a supporto di servizi nuovi (compresi flessibilità e servizi ancillari e monitoraggio rete in tempo reale per individuazione guasti con possibile funzionalità predittiva) garantiti tramite la digitalizzazione degli elementi di rete e l'applicazione di tecnologie avanzate per la diagnostica;
- **Adeguamento impianti, impatto ambientale e sicurezza:** interventi finalizzati alla riduzione dell'impatto ambientale delle infrastrutture di rete e alla sicurezza degli impianti e delle persone.

Sulla base di questi driver, gli interventi previsti nel PdS si concentrano principalmente sulla realizzazione di nuove infrastrutture e sul rinnovo degli asset esistenti, con l'obiettivo di migliorare le prestazioni della rete e garantire una gestione più efficiente.

Alcune tipologie di attività, tuttavia, non rientrano nel perimetro del piano, come gli investimenti sulla misura in bassa tensione, già inclusi in un piano specifico, o le attività di manutenzione straordinaria post-guasto, che vengono gestite separatamente in base alle necessità contingenti. Anche le richieste degli utenti per lo spostamento di impianti, se non comportano un reale sviluppo della rete, non vengono considerate nell'ambito della pianificazione strategica.



## 8.2 CRITERI DI PIANIFICAZIONE

SET adotta un approccio strutturato per la pianificazione degli interventi sulla propria rete, basato su un'analisi approfondita delle esigenze attuali e prospettive del sistema elettrico.

Il processo di pianificazione segue una sequenza strutturata di fasi:

1. **Raccolta e analisi dei parametri fisici ed economici della rete attuale:** valutando le condizioni degli asset in base alla loro vetustà e tipologia, i vincoli di esercizio e manutenzione, le tipologie e cause di guasto e l'evoluzione degli standard tecnologici, che possono rendere alcuni componenti obsoleti o inadatti a garantire un servizio affidabile.
2. **Analisi degli scenari energetici e dello stato della rete:** viene effettuata un'analisi dei dati storici e delle proiezioni future per identificare criticità e aree di sviluppo.
3. **Individuazione delle esigenze di rete:** si identificano le necessità di sviluppo per rispondere alle tendenze di crescita della domanda e alle evoluzioni normative.
4. **Valutazione della fattibilità tecnica:** vengono definite le soluzioni tecniche più idonee, integrando le esigenze delle diverse porzioni della rete.
5. **Verifica della fattibilità economica:** si analizza la sostenibilità economica degli interventi, anche attraverso analisi costi-benefici (ACB).
6. **Pianificazione operativa degli interventi:** gli interventi vengono programmati nel PdS sulla base di priorità strategiche e disponibilità di budget.

La definizione delle priorità degli interventi rappresenta un elemento chiave nella pianificazione della rete di SET. Le scelte vengono effettuate attraverso un'analisi approfondita, che tiene conto di molteplici fattori per garantire un utilizzo efficace delle risorse e un equilibrio tra esigenze operative, sviluppo del sistema elettrico e sostenibilità economica.

Tra i criteri principali adottati per la prioritizzazione, vi è l'aderenza agli indirizzi strategici aziendali e agli obiettivi di sviluppo della rete, con particolare attenzione alle esigenze di sicurezza e continuità del servizio. Fondamentale è anche il rispetto dei vincoli normativi e autorizzativi, che possono influenzare i tempi di realizzazione degli interventi e richiedere un coordinamento con gli enti competenti.

Un ulteriore elemento determinante è l'impatto che gli interventi hanno sulle prestazioni della rete, valutato in termini di miglioramento della qualità del servizio, riduzione delle perdite e incremento della capacità di trasporto dell'energia.

Le richieste provenienti dagli utenti e dagli operatori interconnessi rappresentano un altro fattore di rilievo. SET deve rispondere tempestivamente alle esigenze di connessione e sviluppo del territorio, assicurando un equilibrio tra le necessità di nuovi allacciamenti e il mantenimento delle prestazioni della rete esistente.

Infine, la disponibilità di budget, l'ottimizzazione delle risorse e gli eventuali risultati dell'analisi costi benefici, influenzano la programmazione degli interventi.

L'analisi considera specifici criteri per le reti di Alta Tensione, Media Tensione e Bassa Tensione, con l'obiettivo di considerarne le rispettive peculiarità.

### 8.2.1 INTERVENTI SULLA RETE DI ALTA TENSIONE (AT)

Gli interventi sulla rete AT vengono definiti principalmente in base alle previsioni di carico degli impianti primari, considerando sia l'assetto standard sia la condizione di emergenza in caso di indisponibilità di uno dei trasformatori AT/MT (condizione N-1). Per la valutazione delle necessità di sviluppo si assume come configurazione di riferimento la tipica cabina primaria con schema ad H, composta da due trasformatori AT/MT e relative semisbarre.

I parametri di riferimento utilizzati per la pianificazione fanno riferimento al carico limite di una Cabina Primaria rispetto alla potenza nominale del trasformatore:

- Condizione standard:  $P_{95^\circ} < P_{Lim}$
- Condizione N-1:  $P_{95^\circ} < P_{Lim}(N - 1)$

Dove:

- $P_{Lim}$ : Potenza limite impianto in condizione “N”;
- $P_{Lim}(N - 1)$ : Potenza limite impianto in condizione “N-1”
- $P_{95\%}$ : Potenza al 95% sulla curva di durata

Oltre alla capacità di trasformazione, vengono considerati altri fattori determinanti nella valutazione degli interventi AT, tra cui la vetustà impiantistica, con particolare attenzione allo stato di obsolescenza delle apparecchiature; disponibilità di stalli nel quadro MT, per consentire eventuali ampliamenti della rete MT sottesa; soluzioni per la riduzione dell’impatto ambientale.

## 8.2.2 INTERVENTI SULLA RETE DI MEDIA TENSIONE (MT)

Per la rete MT, i principali parametri tecnici che influenzano la necessità di intervento riguardano la qualità della tensione e il grado di utilizzo dei rami di rete.

I valori di riferimento per la pianificazione della rete MT sono:

- Variazione massima della tensione MT: limite massimo di oscillazione al fine di consentire il necessario margine alla rete BT, per gestire le significative oscillazioni di tensione che la caratterizzano a fronte dell’importante contributo della generazione distribuita e della relativa non programmabilità;
- Massimo utilizzo dei rami di rete: soglia limite della capacità disponibile al fine di consentire la contro alimentazione dalle linee MT limitrofe in caso di indisponibilità per guasto o lavori;

## 8.2.3 INTERVENTI SULLA RETE DI BASSA TENSIONE (BT)

La necessità di interventi sulla rete BT sta assumendo un ruolo sempre più rilevante, soprattutto in relazione allo sviluppo della generazione distribuita e all’aumento della domanda elettrica derivante dall’elettrificazione dei consumi. Anche in questo caso, i principali aspetti da monitorare sono legati alla qualità della tensione e al grado di saturazione della rete.

I valori di riferimento per la pianificazione della rete BT sono:

- Variazione massima della tensione BT
- Massimo utilizzo dei rami di rete BT
- Massimo utilizzo dei trasformatori MT/BT

I valori indicati sono riferimenti generali e possono essere adattati in funzione delle specificità della rete locale. Elementi come le caratteristiche del territorio, opportunità di sviluppo legate a progetti infrastrutturali e iniziative locali possono influenzare la fattibilità degli interventi, mentre la tipologia di utenza servita, in particolare in aree industriali o con servizi essenziali, può richiedere soluzioni tecniche specifiche.

Le analisi per la pianificazione degli interventi vengono generalmente condotte con un orizzonte temporale di 5 anni. Tuttavia, nel caso di previsioni su periodi più lunghi, le soglie di riferimento possono essere modificate per tenere conto del grado di incertezza associato alla crescita dei carichi e all’evoluzione della rete.

I criteri attualmente adottati per la pianificazione degli interventi, derivano dall’analisi storica della rete e dalle metodologie di pianificazione consolidate nel tempo. Tuttavia, la crescente dinamicità degli scenari elettrici e la rapidità con cui il sistema sta evolvendo, rendono necessario un continuo aggiornamento di questi parametri di riferimento. Questo contesto di rapido cambiamento impone una costante revisione dei modelli di pianificazione, con l’obiettivo non solo di adattarsi alle nuove esigenze del sistema, ma anche di anticiparne le evoluzioni future.

Per raggiungere questo obiettivo, SET ha avviato diverse iniziative. Innanzitutto, ha iniziato un percorso di potenziamento della propria struttura aziendale dedicata all'analisi e alla pianificazione del sistema elettrico, sviluppando competenze interne per affrontare le sfide emergenti. Inoltre, ha investito in strumenti avanzati di simulazione e analisi, attualmente in fase di implementazione finale, che consentiranno di effettuare studi sempre più approfonditi e di dettaglio. Questi strumenti includono software di modellazione e simulazione avanzata, che consentiranno di eseguire analisi predittive e di determinare dei possibili scenari di sviluppo puntuali.

## 8.3 MODALITÀ DI RAPPRESENTAZIONE DEGLI INTERVENTI

La metodologia adottata da SET per la rappresentazione degli interventi nel PdS è strutturata in modo da garantire una visione chiara e dettagliata delle opere previste, tenendo conto della tipologia e dell'entità dell'intervento. L'obiettivo principale è quello di fornire un quadro rappresentativo il più puntuale possibile, bilanciando la necessità di dettaglio con la naturale variabilità delle condizioni che possono influenzare la pianificazione.

Per quanto riguarda i lavori AT, che sono caratterizzati da importi significativi e da una pianificazione a lungo termine, viene data una rappresentazione puntuale per ogni singolo intervento. In questo caso, è possibile declinare i costi specifici e definire una pianificazione precisa degli sviluppi durante gli anni di piano.

Per i lavori sulla rete MT, l'individuazione puntuale è più complessa a causa di numerosi fattori influenti, tra cui normative, autorizzazioni e richieste degli utenti, che possono variare nel tempo. Pertanto, vengono riportati puntualmente gli interventi con importi superiori a 500.000 euro o di rilevanza significativa per il sistema elettrico. La programmazione degli interventi MT può subire modifiche a causa delle condizioni circostanti in continua evoluzione. Va sottolineato che l'individuazione e la programmazione degli interventi per gli ultimi anni di piano non è facilmente realizzabile, dal momento che questi interventi hanno una prospettiva ed una programmabilità riferita al medio periodo e possono dipendere da variabili non sempre prevedibili.

Per quanto riguarda gli investimenti sulla rete BT, l'individuazione dettagliata non è fattibile, poiché gli interventi sono legati al breve termine e dipendono principalmente dalle richieste degli utenti. Tuttavia, nel piano di sviluppo sono stati indicati gli interventi di sistema previsti per la rete BT.

Gli interventi MT e BT non riportati puntualmente vengono rappresentati in forma aggregata secondo le seguenti categorie di riferimento:

- Linee MT – Rinnovo
- Linee MT – Nuovo
- Cabine Secondarie – Rinnovo
- Cabine Secondarie – Nuovo
- Linee BT – Rinnovo
- Linee BT – Nuovo
- Prese BT

L'importo di questi lavori è stato determinato integrando i lavori già pianificati per le diverse UO, per i quali si dispone di una maggior evidenza, con i trend di investimento che caratterizzano le diverse aree di competenza.

Un ulteriore aspetto rilevante nella rappresentazione degli interventi riguarda la loro territorialità. Considerando che il perimetro di competenza di SET coincide con la Provincia di Trento, si è ritenuto opportuno associare gli interventi puntuali alle specifiche aree operative territoriali di riferimento. Questo approccio consente di fornire una visione più chiara della distribuzione geografica degli investimenti e delle priorità di sviluppo della rete.

È importante sottolineare che, in molti casi, gli interventi previsti, in particolare quelli sulla rete di AT, hanno un'area di influenza che si estende oltre i confini della singola area operativa di riferimento. Tuttavia, ai fini della rappresentazione nel PdS, ogni intervento viene associato alla sua area territoriale principale, pur riconoscendo il suo impatto più ampio sul sistema elettrico complessivo.

Diversamente, gli interventi presentati in forma aggregata vengono riportati con riferimento all'intero territorio servito da SET. Questo perché tali investimenti rappresentano un insieme di interventi minori, diffusi su più aree, che nel loro insieme contribuiscono all'adeguamento e all'evoluzione della rete elettrica su scala provinciale.

## 8.4 ANALISI CBA

In questa sezione verranno definite le stime dei costi di investimento (CAPEX) per le principali tipologie di intervento che caratterizzano la rete di distribuzione gestita da SET. Oltre ai costi di investimento, verranno analizzati anche i costi operativi (OPEX) associati agli asset della rete, al fine di fornire un quadro completo dell'impatto economico degli interventi pianificati.

Un ulteriore aspetto trattato nel capitolo riguarda la valorizzazione dei benefici derivanti dagli interventi previsti nel PdS, evidenziando i principali benefici che risultano particolarmente rilevanti per la rete di SET.

### 8.4.1 STIMA DEI COSTI DEGLI INTERVENTI

La metodologia adottata da SET per la stima dei costi si basa su un'analisi dettagliata di tutte le voci di costo relative agli interventi di sviluppo della rete. La stima comprende sia i costi di investimento (Capex), relativi alla realizzazione degli impianti, sia i costi operativi (Opex), sostenuti nel corso del ciclo di vita degli asset.

#### 8.4.1.1 COSTI INVESTIMENTO (CAPEX)

Il processo di stima viene effettuato in più fasi: inizialmente nella fase di pianificazione degli interventi, con successive revisioni e aggiornamenti in funzione dell'evoluzione degli stati di avanzamento delle opere e delle variazioni normative, economiche e tecnologiche.

La metodologia di stima prevede l'identificazione di tutte le principali voci di costo sulla base di categorie di intervento standardizzate. Il costo unitario di ogni intervento viene calcolato come somma del prezzo unitario della categoria base e delle ulteriori spese accessorie (oneri amministrativi, autorizzativi, collaudi, sicurezza, mitigazione ambientale, ecc.).

La presente metodologia si riferisce agli interventi e alle opere previste dal PdS e si applica alle "opere standard", ovvero quelle caratterizzate da un livello di progettazione sufficientemente standardizzato. Per interventi che presentano caratteristiche particolari (ad esempio, opere speciali o innovative), viene condotta un'analisi dedicata per affinare la stima dei costi.

Gli investimenti relativi alla rete AT, MT e BT comprendono diverse componenti di costo, che possono essere suddivise nelle seguenti macro-categorie:

- Materiali
- Prestazioni di terzi
- Personale interno: attività di progettazione, gestione delle pratiche autorizzative, direzione lavori, supervisione tecnica e operativa.
- Costi accessori: oneri amministrativi, sicurezza nei cantieri, gestione della vegetazione nelle fasce di rispetto, opere di mitigazione ambientale e autorizzazioni.

Queste componenti di costo concorrono alla definizione del costo totale dell'intervento e possono variare in funzione del contesto specifico e della complessità delle opere realizzate.

Le condizioni territoriali, le specificità ambientali e le dinamiche di mercato possono influenzare significativamente la stima dei costi, rendendo necessario un approccio flessibile e dinamico per garantire la sostenibilità economica e la corretta allocazione delle risorse

I principali fattori che possono influenzare in modo significativo i costi effettivi rispetto alle stime medie sono:

- Condizioni del territorio: orografia, accessibilità, vincoli ambientali e urbanistici)
- Costo della manodopera e dei materiali: differenze territoriali, inflazione dei prezzi, disponibilità dei materiali;
- Complessità delle opere: necessità di soluzioni tecniche speciali, ad esempio per attraversamenti critici o zone ad alta densità abitativa;

A fronte di questi fattori di variabilità, per le opere caratterizzate da soluzioni innovative o tecnologicamente avanzate, la metodologia di stima prevede un'analisi specifica, poiché il riferimento a costi standard potrebbe non essere applicabile.

#### 8.4.1.1.1 COSTI INVESTIMENTO IMPIANTI PRIMARI

La stima dei costi unitari per la realizzazione di una nuova Cabina Primaria è stata effettuata prendendo in esame un impianto collegato alla rete RTN, in entra esci (classico collegamento ad "H"), mediante collegamento aereo.

**Tabella 2 - Costi investimento impianti primari**

Intervento	Costo unitario	Categorie elementari	Incidenza %
Cabina Primaria	5.950 k€/CP	Fabbricato	24,5%
		Trasformatore AT/MT	26%
		Sezione AT	21 %
		Sezione MT	27 %
		Telecontrolli e smartizzazioni	1,5 %

##### **Fabbricato**

In questa categoria vengono riportati i costi per la realizzazione di tutte le parti civili: Fabbricato, muri/recinzione perimetrale, platee reparto AT, vasca per trasformatori e bobine di Petersen, sottoservizi per la distribuzione elettrica interna all'impianto e per la gestione delle acque meteoriche e acque di dilavamento dei Trasformatori. In questa voce sono stati inseriti anche i costi del terreno e relativi costi per il perfezionamento dell'acquisto, frazionamento e intavolazione. Per quanto riguarda la categoria Fabbricato, il costo del terreno e la posizione in cui viene realizzato l'impianto può avere un'incidenza importante sul costo complessivo dell'opera. Per il caso in esame si è ipotizzato un terreno pianeggiante con costi di mercato medi. In questa voce confluiscono anche gli oneri relativamente alla gestione della sicurezza sia in fase di progettazione che in fase di esecuzione e le necessarie consulenze esterne per valutazioni necessarie all'ottenimento delle autorizzazioni (perizie geologiche, calcoli strutturali, rumore, Vigili del Fuoco ecc).

##### **Trasformatore AT/MT**

Per quanto riguarda i trasformatori si è previsto l'installazione, come fatto negli ultimi anni, di macchine da 40 MVA con Commutatore Sotto Carico con rapporto di trasformazione  $132\pm 12*1.25\%/20.8$  kV.

##### **Sezione AT**

In questa sezione vengono ricompresi i costi dell'intero reparto Alta Tensione, composto da due stalli di linea, una sbarra AT e due stalli Trasformatore AT/MT (fino allo stallo MT compreso), che prevede: la progettazione, la gestione della sicurezza sia in fase di progettazione che in fase di esecuzione, la fornitura e posa in opera di tutte le apparecchiature, compreso il palo gatto di ammarro e il collaudo prima della messa in servizio.

##### **Sezione MT**

In questa voce confluiscono tutti i costi relativi al quadro MT (mediamente 8 uscite LMT per sbarra), della sezione relativa alla compensazione della corrente di guasto monofase a terra (n. 1 bobina di Petersen per sbarra collegata alla rete mediante Trasformatore Formatore di Neutro), al sistema protettivo, ai servizi ausiliari di cabina (impianto elettrico, raddrizzatore, batterie, quadri smistamento corrente alternata e continua).

##### **Telecontrolli e smartizzazioni**

In questa sezione vengono riportati i costi relativi ai sistemi di telecontrollo dell'impianto (RTU, Router, switch di rete) e del collegamento di connessione primario e di back up.

#### 8.4.1.1.2 COSTI INVESTIMENTO IMPIANTI SECONDARI

Nell'ambito della definizione dei costi di investimento relativi agli impianti secondari, SET ha adottato una metodologia basata su configurazioni standardizzate e rappresentative delle tipologie di intervento più ricorrenti. L'obiettivo è fornire una stima attendibile e comparabile nel tempo, considerando gli elementi principali che caratterizzano le infrastrutture della rete di distribuzione secondaria.

##### **Cabine Secondarie**

Il costo complessivo delle cabine secondarie include sia il fabbricato, con un costo medio riferito a soluzioni di tipo "Box", sia l'arredo elettromeccanico standard. Quest'ultimo è rappresentato da una configurazione 2L+T, con comparti unificati da 700 mm e un trasformatore da 400 kVA. Inoltre, per garantire la gestione e il controllo remoto, è prevista l'installazione di un sistema di telecomando e automazione composto da 1 RGDAT (Rilevatore di Guasto Direzionale e Assenza Tensione) e 1 RGDM (Rilevatore di Guasto Direzionale e di Misura).

##### **Cavi MT interrati**

Per la posa dei cavi MT interrati, la stima dei costi è basata su un cavo tripolare 240 mm<sup>2</sup>, con posa in canalizzazione di tipo B (profondità oltre 1,00 fino a 1,40 m) lungo strade provinciali. Lo scavo, effettuato su una carreggiata asfaltata di 5 metri di larghezza, prevede il ripristino del manto bituminoso su una superficie di 2,5 metri (mezza carreggiata, secondo le prescrizioni della Provincia Autonoma di Trento).

##### **Cavi MT aerei**

Per quanto riguarda la rete aerea in media tensione, la stima dei costi considera la posa di cavo 3x150+50, che rappresenta la sezione maggiore adottata da SET. La realizzazione dell'infrastruttura prevede l'esecuzione di tutti i plinti di fondazione necessari per la palificazione.

##### **Cavi BT interrati**

Per la bassa tensione interrata, il riferimento di costo è basato su un cavo 3x150+95 N Al/Cu, posato in canalizzazione di tipo A (profondità da 0,60 fino a 1,00 m) lungo strade comunali. Il ripristino del manto bituminoso è previsto su una larghezza di 2,0 metri, per garantire un corretto ripristino della viabilità.

##### **Cavi BT aerei**

Per la rete aerea in bassa tensione, si considera il precordato 3x70+54,6 N, che rappresenta la sezione di riferimento adottata da SET. L'infrastruttura include l'esecuzione di tutti i plinti di fondazione per la palificazione, al fine di garantire stabilità e durata nel tempo.

##### **Presse BT**

Le stime dei costi includono anche le presse BT, per le quali si considera un cavo 3x16+25C CU, con scavo su strade secondarie e il successivo ripristino del manto bituminoso su una larghezza minima di 1,5 metri, conforme alle specifiche tecniche richieste per gli interventi di ripristino.

##### **Reattanze distribuite**

Per quanto riguarda la posa di reattanze, il costo medio è stato definito considerando due principali tipologie di intervento: la posa di una reattanza da 60 kVAr in BT e la posa di una reattanza da 200 kVAr in MT, quest'ultima con l'aggiunta di uno scomparto trafo dedicato. La stima è stata effettuata sulla base della distribuzione percentuale delle due soluzioni all'interno del piano reattanze di SET.

Tabella 3 - Costi unitari, interventi sulla rete di media e bassa tensione

Intervento	Costo unitario	Categorie elementari	Incidenza %
<b>Cabina Secondaria</b>	€/CS 64.300	Fabbricato	37 %
		Sezione elettromeccanica	39 %
		Telecontrolli e smartizzazioni	3 %
		Trasformatore MT/BT	21 %
<b>Linea MT</b>	€/km_cavo 144.000	Linea MT in cavo	100 %
	€/km_aereo 87.000	Linea MT aerea	100 %
<b>Linea BT</b>	€/km_cavo 90.000	Linea BT in cavo	100 %
	€/km_aereo 43.000	Linea BT aerea	100 %
<b>Dispositivi per compensazione energia reattiva/controllo della tensione</b>	€/reattanza distribuita 5.600	Reattanze distribuite	100 %
<b>Prese</b>	€/presa 6.900	Prese BT	100 %



### 8.4.1.2 COSTI OPERATIVI (OPEX)

I costi operativi (Opex) sono principalmente associati alle attività di manutenzione ordinaria, preventiva e correttiva sulla rete elettrica. La loro stima si basa su dati storici e su un'analisi dei volumi di attività previste per gli anni di piano.

Le principali attività considerate includono:

- Manutenzione programmata: per garantire la continuità del servizio e prevenire guasti
- Manutenzione su condizione: a seguito di ispezioni e monitoraggi
- Manutenzione predittiva: che si avvale di tecnologie avanzate per individuare anomalie prima che si traducano in guasti
- Manutenzione per Taglio Piante: necessaria per la sicurezza e l'affidabilità della rete
- Attività di esercizio e gestione delle infrastrutture di rete

Per ogni categoria di impianto vengono definiti costi operativi unitari annui, calcolati sulla base dei costi storici e delle attività previste per il mantenimento in efficienza degli asset.

**Tabella 4 - Costi operativi unitari annui**

<b>Costi Operativi Unitari Annui</b>	<b>Unità di misura</b>	<b>Valore</b>
<b>Costi operativi linee aeree MT</b>	<i>k€/km</i>	0,21
<b>Costi operativi linee in cavo interrato MT</b>	<i>k€/km</i>	0,13
<b>Costi operativi cabine secondarie</b>	<i>k€/n.</i>	0,21
<b>Costi operativi cabine primarie</b>	<i>k€/n.</i>	11,5
<b>Costi operativi centri satellite</b>	<i>k€/n.</i>	7,3

## 8.5 BENEFICI DEGLI INTERVENTI

SET valuta attentamente i benefici associati agli interventi di sviluppo e potenziamento della rete, al fine di valorizzare in modo oggettivo l'impatto di ogni operazione pianificata. L'analisi dei benefici consente di quantificare gli effetti positivi degli investimenti in termini di affidabilità del servizio, ottimizzazione dei costi operativi e miglioramento della capacità della rete di integrare le fonti rinnovabili.

Uno dei principali benefici considerati è la riduzione attesa delle interruzioni di servizio a fronte di eventi estremi localizzati, come la caduta di alberi o la formazione di manicotti di ghiaccio. Questi fenomeni, particolarmente rilevanti nel territorio servito da SET, possono compromettere la continuità del servizio e generare costi significativi per il ripristino della rete. La prevenzione di tali eventi attraverso interventi mirati consente di ridurre i costi evitati per azioni di emergenza, limitando le conseguenze economiche e operative derivanti da interruzioni improvvise.

Un ulteriore beneficio analizzato riguarda la riduzione della mancata produzione di energia rinnovabile dovuta alle interruzioni della rete. La crescente diffusione della generazione distribuita rende sempre più importante garantire un'infrastruttura stabile e affidabile, capace di accogliere e distribuire efficacemente l'energia prodotta da fonti rinnovabili. In questo contesto, SET ritiene di valorizzare anche la riduzione attesa dei distacchi di energia da fonte rinnovabile causati da variazioni di tensione e la diminuzione della saturazione dei punti di immissione, che potrebbero altrimenti limitare l'integrazione delle rinnovabili nel sistema elettrico.

Gli interventi pianificati portano, in molti casi, ad una riduzione dei costi evitati di manutenzione straordinaria post-guasto, dal momento che la manutenzione preventiva e gli investimenti in infrastrutture moderne risultano più efficaci ed economici rispetto agli interventi reattivi successivi a guasti improvvisi. Allo stesso tempo, la rete beneficia di una riduzione dei costi

di esercizio e manutenzione su base continuativa, grazie all'ammodernamento degli impianti e all'introduzione di tecnologie avanzate, che consentono una gestione più efficiente e una minore necessità di interventi correttivi.

La valorizzazione degli interventi tiene conto anche della variazione attesa delle perdite di rete. Gli investimenti finalizzati all'ottimizzazione delle infrastrutture e alla gestione più efficiente dei flussi energetici permettono di ridurre le perdite tecniche, con un impatto positivo sulla sostenibilità complessiva del sistema elettrico.

Infine, SET analizza anche la riduzione attesa della saturazione dei prelievi di energia. La crescente elettrificazione dei consumi richiede una rete in grado di sostenere una domanda sempre più elevata; pertanto, gli interventi mirati a ridurre la saturazione dei punti di prelievo sono fondamentali per garantire la continuità e l'affidabilità del servizio nel lungo periodo.

La valutazione di questi benefici rappresenta un elemento essenziale nella pianificazione degli interventi di SET, consentendo di quantificare in modo strutturato gli effetti positivi degli investimenti e di garantire un approccio strategico e proattivo allo sviluppo della rete.

## 9 LE ESIGENZE DI SVILUPPO

Questa sezione descrive le esigenze di sviluppo della rete, emerse dalle analisi dello stato attuale della rete e degli scenari futuri. Le criticità emerse hanno fornito supporto per l'individuazione delle linee di intervento presentate nel capitolo successivo. Attualmente, le analisi di rete condotte da SET si basano su modelli relativi alla rete MT, con simulazioni di diversi scenari al 2030 per quantificare le criticità previste. In futuro, grazie al perfezionamento dei modelli e allo sviluppo di procedure di analisi avanzate, l'analisi numerica consentirà di identificare con maggiore precisione gli interventi necessari.

SET sta adottando strumenti avanzati per il monitoraggio e la simulazione della rete, per consentire di basare la previsione delle criticità su modelli di power flow avanzati a supporto della pianificazione degli interventi. Tuttavia, tali soluzioni sono ancora in fase di implementazione nei processi aziendali e non vengono ancora utilizzate come input principale per l'individuazione degli interventi, che sono definiti tramite le competenze ed esperienza maturate da SET negli anni. I risultati delle simulazioni invece, sono stati usati come strumento aggiuntivo per validare gli interventi programmati e confermare che le criticità evidenziate dai calcoli siano allineate con quelle attese e già in essere sulla rete. Inoltre, forniscono delle indicazioni generali utili ad indirizzare le risorse.

Le principali criticità analizzate riguardano le correnti lungo linea, le tensioni nei nodi e la saturazione dei trasformatori di cabina secondaria. Le simulazioni sono state condotte su tre scenari distinti:

- **Scenario attuale:** situazione attuale della rete, riportata nel Capitolo 6;
- **Scenario 2030:** basato sulle previsioni di crescita del carico e della produzione fotovoltaica;
- **Scenario 2030 ridotto:** una variante dello scenario 2030 in cui l'incremento di produzione fotovoltaica è dimezzato per valutare l'impatto di uno sviluppo meno marcato delle rinnovabili.

L'analisi considera l'incremento del carico dovuto alla diffusione di pompe di calore e veicoli elettrici, oltre all'aumento della potenza fotovoltaica modellata tramite PV-GIS.

Le simulazioni sono state fatte in due giornate rappresentative, caratterizzate da situazioni opposte in termini di carico passivo e generazione distribuita; una giornata tipica invernale, alto carico e bassa penetrazione rinnovabile e una giornata festiva primaverile, basso carico ed elevata generazione distribuita. Le curve di carico relative alle due giornate sono riportate rispettivamente in Figura 45 e Figura 46.

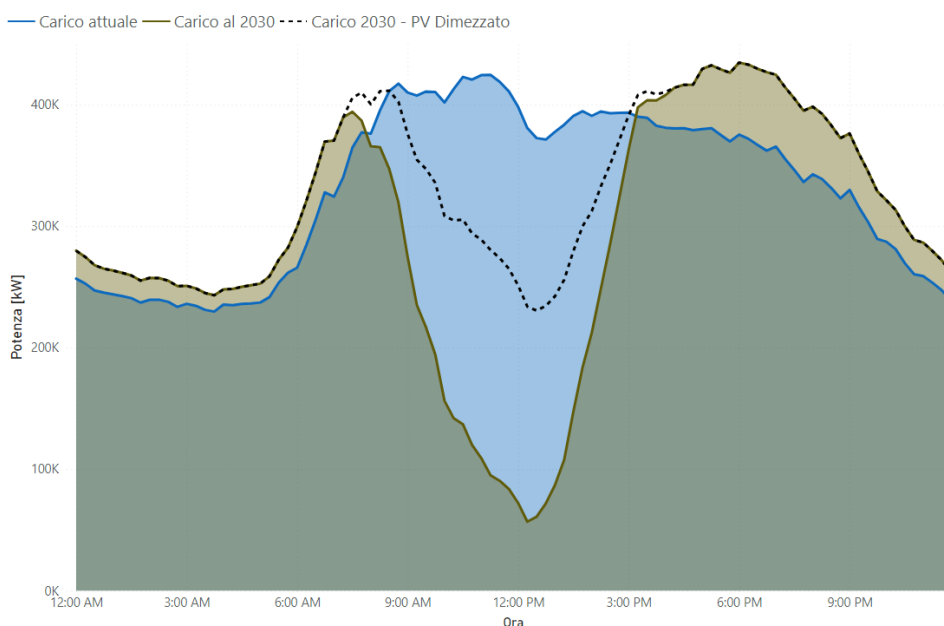
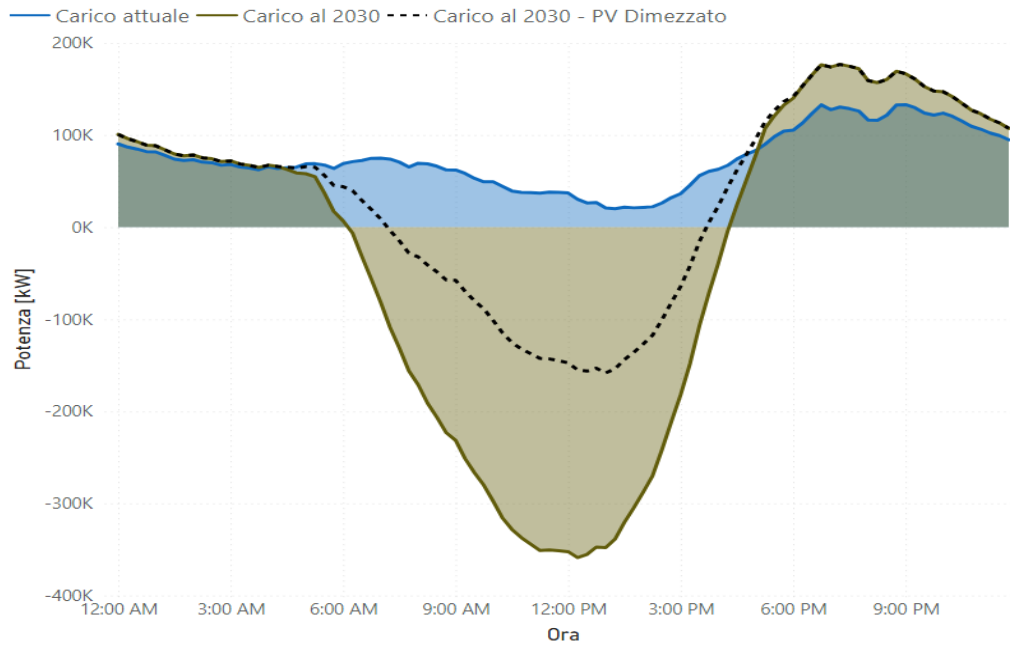


Figura 45 - Andamento carichi nei tre scenari considerati, giornata invernale



**Figura 46 - Andamento carichi nei tre scenari considerati, giornata primaverile**

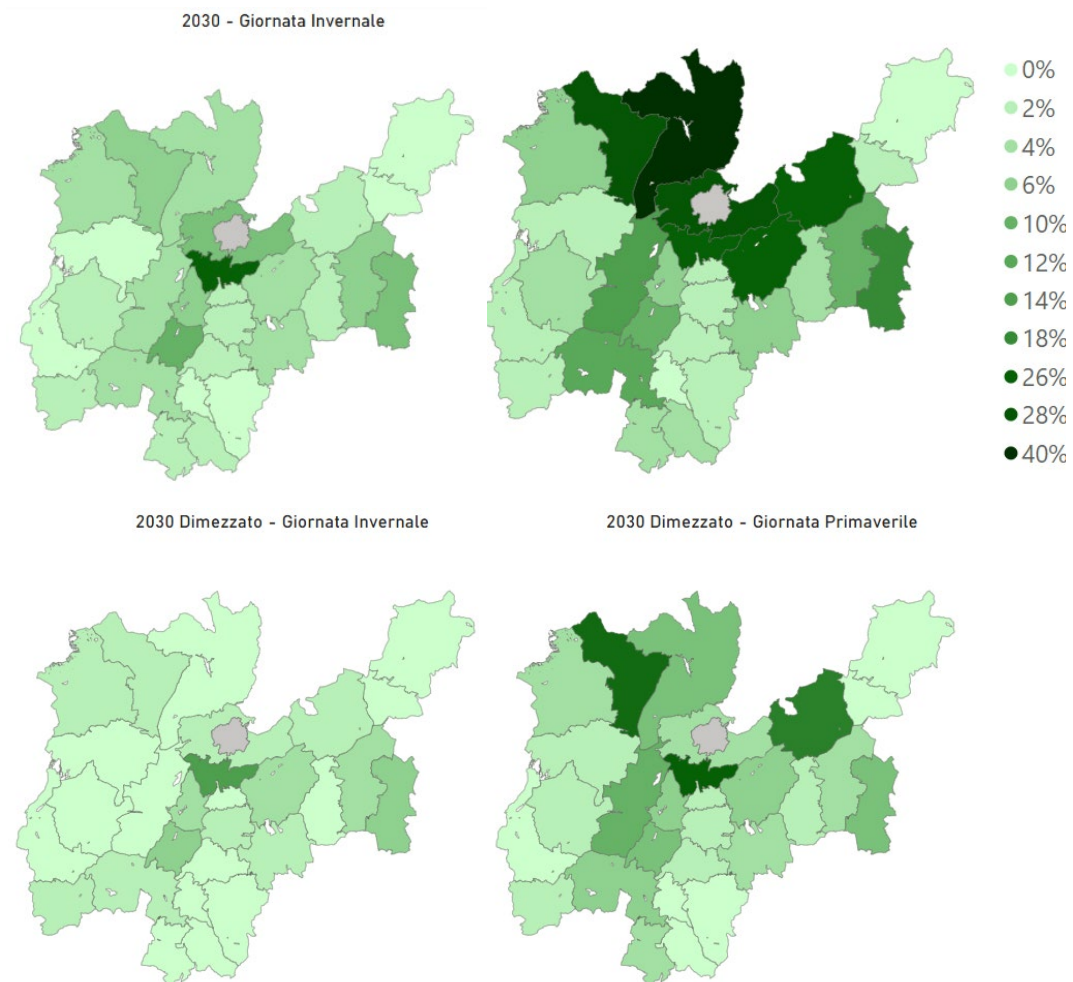
## 9.1 TENSIONE DI RETE

L'analisi delle tensioni di rete è stata svolta a livello di nodo di cabina secondaria, considerando:

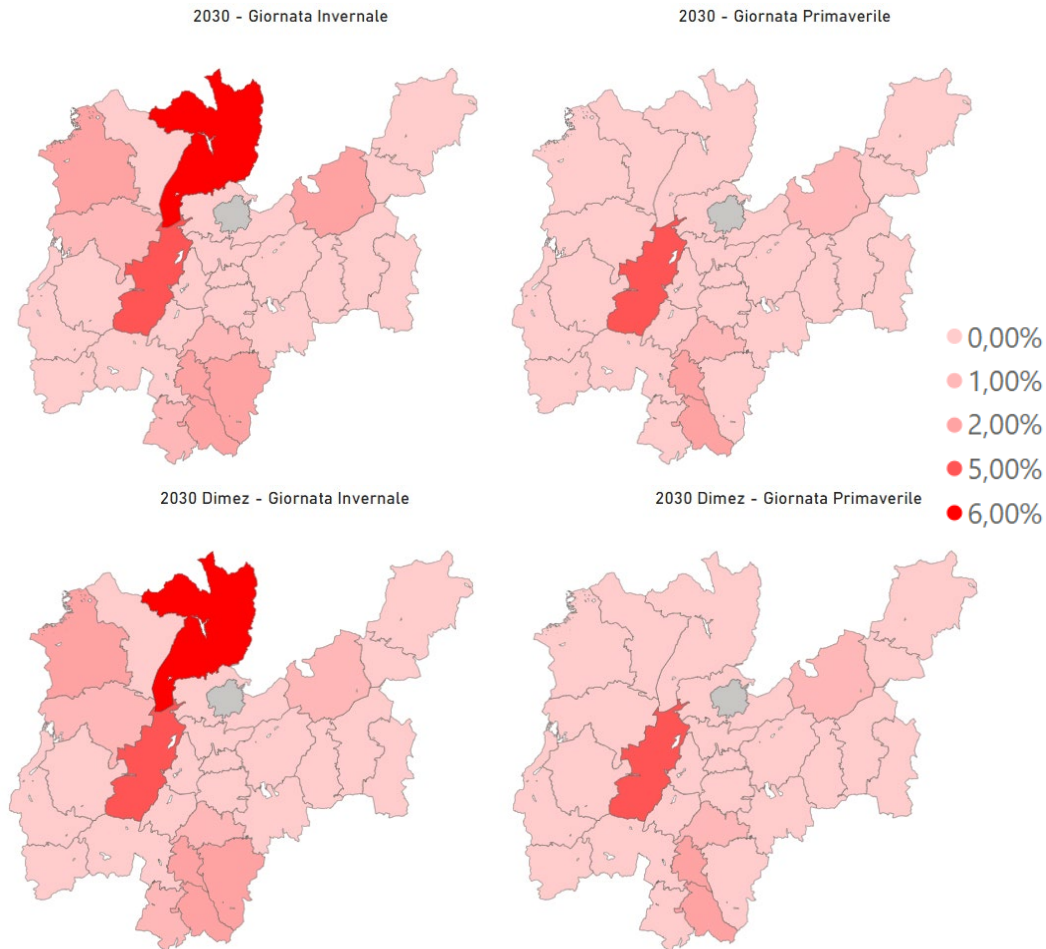
- I nodi che superano la soglia di tensione massima e minima;
- I nodi che registrano una variazione di tensione significativa tra le diverse giornate simulate, indicando un'elevata variazione di tensione stagionale.

Per quanto riguarda le sovra e sotto tensioni si è individuata la percentuale dei nodi MT, suddivisi per area di competenza di cabina primaria, con tensione superiore o inferiore al 5% della tensione nominale. I valori di massima e minima tensione sono ricavati dai risultati delle simulazioni orarie effettuate per le due giornate di riferimento.

In Figura 47 e Figura 48 si presentano, per i due scenari considerati al 2030 e per ciascuna delle due giornate di riferimento, le percentuali di nodi critici rispettivamente per sovra e sotto tensione.



**Figura 47 - Percentuale di nodi MT che hanno registrato una sovratensione superiore al 5%**



**Figura 48 - Percentuale di nodi MT che hanno registrato una sottotensione superiore al 5%**

I risultati evidenziano come il numero di nodi con problematiche di sovratensione aumenta sensibilmente nelle giornate primaverili, arrivando a rappresentare fino al 40% del totale dei nodi MT contro il 26% nelle giornate invernali. Lo scenario “2030 Dimezzato” è migliorativo, limitando le sovratensioni in entrambe le giornate di riferimento. Le aree soggette maggiormente a sovratensione sono quelle sottese alle cabine primarie di Tassullo, Monclassico, S. Michele, Lavis, Brazzaniga e Varena.

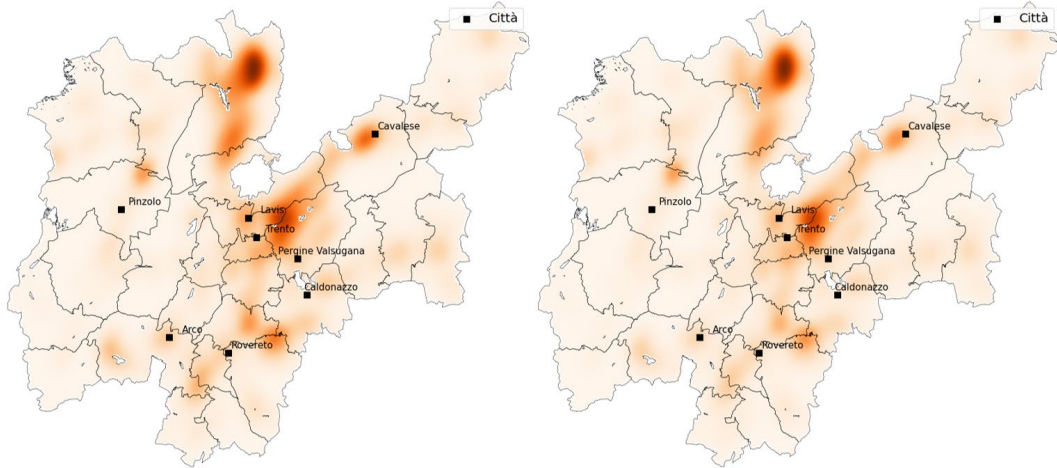
L'incremento dei nodi soggetti a problematiche di sotto tensione è più moderato rispetto a quanto visto per le sovratensioni e mantiene un valore massimo del 6% nell'area sottesa alla cabina primaria di Tassullo, in linea con lo scenario attuale (Figura 26).

Relativamente alle variazioni di tensione dei nodi della rete, sono stati identificati i nodi che presentano una variazione di tensione superiore al 7% del valore nominale. Questa variazione è stata calcolata come la differenza tra i valori massimi e minimi assunti dalla tensione del nodo in diverse giornate di un determinato scenario.

È importante sottolineare che l'analisi riguarda esclusivamente la rete MT. Di conseguenza, nelle linee BT, le variazioni di tensione potrebbero risultare amplificate.

I nodi critici individuati in questa analisi sono riportati in Figura 49 a livello di area di competenza di cabina primaria, per lo scenario 2030 e 2030 con installazione PV dimezzata.

Il numero di nodi critici e l'entità della variazione di tensione aumentano all'aumentare del PV installato. Anche in questo caso il fotovoltaico rappresenta la causa maggiore di criticità per la tensione di rete.



**Figura 49 - Distribuzione territoriale variazioni di tensione stagionale che supera il 7% per lo scenario 2030 (sx) e 2030 ridotto (dx)**

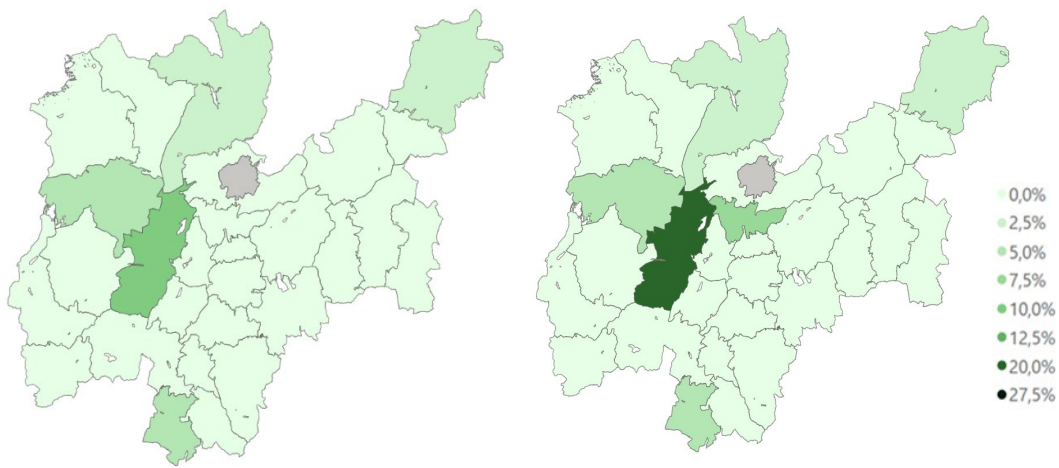
Dai risultati emerge chiaramente che le aree più soggette a queste fluttuazioni sono quelle sottese alle cabine primarie di Tassullo, San Michele, Lavis e Brazzaniga, seguite in misura minore dalle cabine primarie di Varena e di Nembia. In particolare, le zone più esposte a questo fenomeno sono quelle più distanti dagli impianti primari e caratterizzate da una concentrazione elevata di generazione distribuita. In queste aree si verificano inversioni di flusso di potenza che amplificano le variazioni di tensione, rendendo necessari interventi mirati per garantire la stabilità della rete.

## 9.2 SATURAZIONE DELLE LINEE

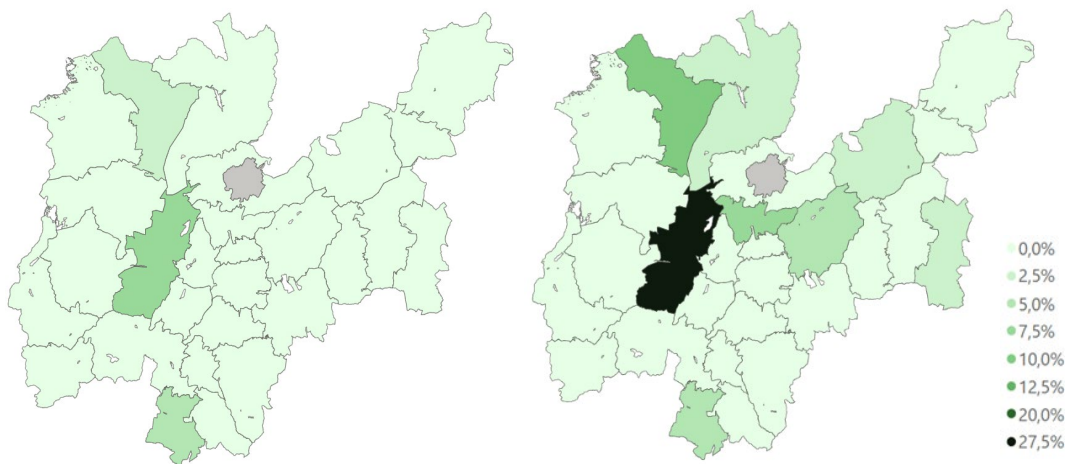
Le simulazioni confermano che il principale fattore critico per quanto riguarda la saturazione delle linee non è l'aumento del carico, bensì la generazione distribuita.

Nei momenti di picco, alcune linee raggiungono livelli di saturazione fino al 200%, contro un massimo attuale di circa il 90%. Tuttavia, queste situazioni riguardano solo una percentuale limitata delle linee, localizzate principalmente nelle aree servite dalle cabine primarie di Nembia, Giustino e Avio, seguite da Lavis e Tassullo.

In Figura 50 e Figura 51 si riporta la quantità di chilometri di linee che superano la soglia di saturazione del 50% per le due giornate di riferimento.



**Figura 50 – Percentuale di chilometri di linee sature ( $I > 50\% I_N$ ), per area di competenza, giornata invernale. A sinistra scenario attuale, a destra scenario 2030**



**Figura 51 - Chilometri di linee sature ( $I > 50\% I_N$ ), per area di competenza, giornata primaverile. A sinistra scenario attuale, a destra scenario 2030**



### 9.3 SATURAZIONE DEI TRASFORMATORI MT/BT

Così come avviene per le linee MT, anche i trasformatori MT/BT devono far fronte all'aumento di carico e produzione previsti al 2030. Per valutarne l'impatto si è individuato il carico massimo transitante sui trasformatori MT/BT nelle due giornate di riferimento e, stabilendo l'80% della potenza nominale dei trasformatori come limite per la saturazione, si sono individuati i trasformatori che al 2030 saranno critici nei due scenari di riferimento, cioè quello con nuova potenza PV totale e quello con potenza PV dimezzata.

In base alla taglia del trasformatore installato e al picco di potenza previsto, la criticità può essere risolta tramite la sostituzione del trasformatore, con uno di taglia superiore, oppure necessita della realizzazione di una nuova cabina secondaria. In base a questa considerazione le CS con trasformatore saturo sono state divise in due gruppi, quelle da rinnovare e quelle da realizzare ex novo.

Le CS con trasformatori saturi arrivano a rappresentare, in alcune aree, oltre il 30% del totale, con un numero complessivo di circa 400 e 200 trasformatori, rispettivamente nello scenario con PV completo e dimezzato. La maggior parte delle criticità è risolvibile tramite rinnovo della CS (aumento della taglia del trasformatore) e la realizzazione di nuove CS è richiesta, a seconda dello scenario, per una parte limitata dei casi, rispettivamente 70 e 30 nuove CS. Questi dati si riferiscono alle sole CS dotate di trasformatore MT/BT, a cui andranno aggiunti i rinnovi e le nuove costruzioni delle altre tipologie di CS. Risulta pertanto fondamentale un coinvolgimento attivo degli enti e dei soggetti interessati, con l'obiettivo di ottimizzare il processo di autorizzazione, favorendo una maggiore efficienza e rapidità nella realizzazione delle infrastrutture necessarie.

Nelle figure successive si riporta la distribuzione territoriale dei risultati dell'analisi per i due scenari di riferimento al 2030. Si riporta, a livello di area di competenza di cabina primaria, il numero indicativo di CS da rinnovare e il numero di CS da realizzare.

Dai risultati è evidente come la maggiore penetrazione della generazione distribuita sia la causa principale di criticità, infatti lo scenario con PV dimezzato è sensibilmente migliorativo. Le criticità legate alla saturazione dei trasformatori di CS dipenderanno quindi fortemente dallo sviluppo della generazione distribuita che andrà monitorato attentamente.

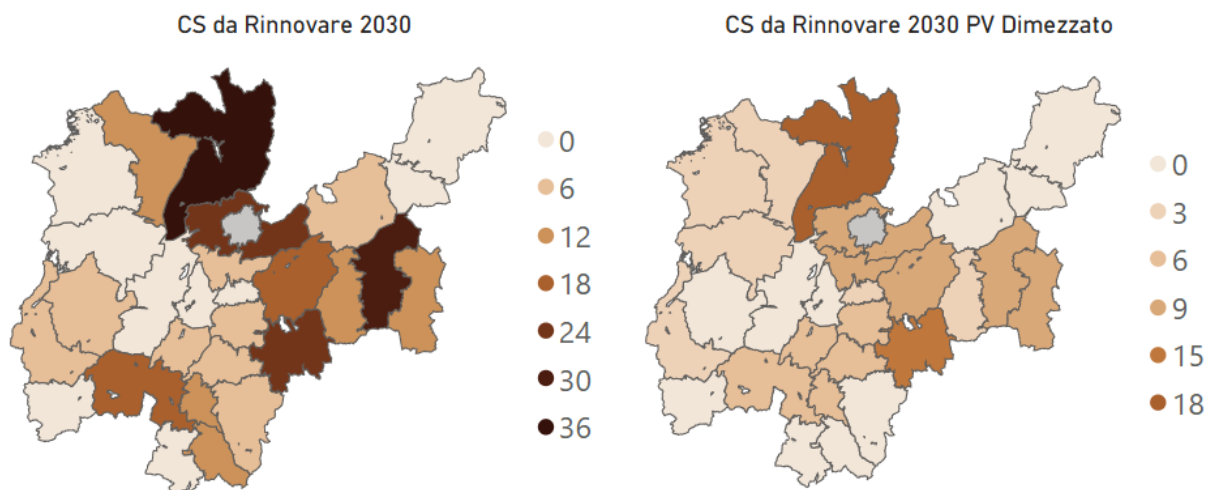
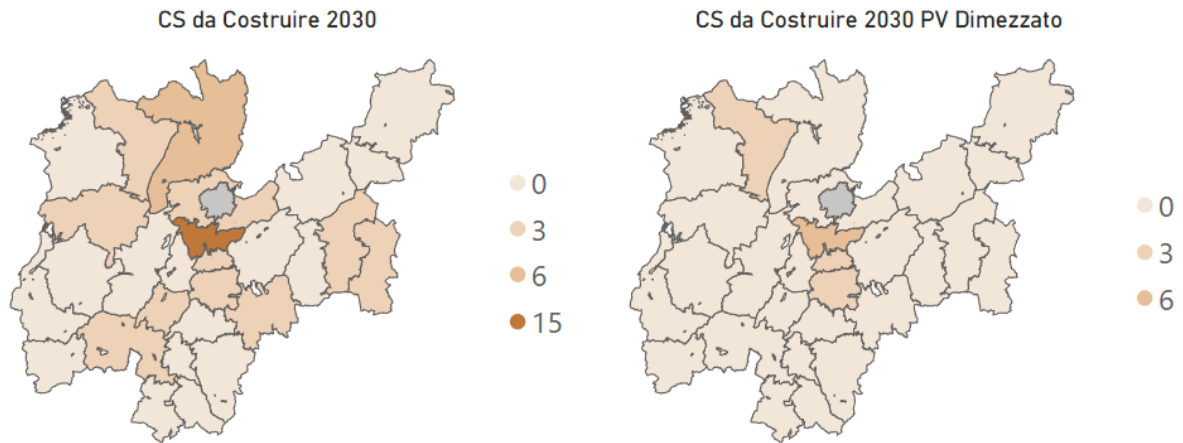


Figura 52 - Numero di CS con trasformatori saturi (saturazione maggiore a 80%) di cui è possibile aumentare la potenza



**Figura 53 - Numero di CS con trasformatori saturi (saturazione maggiore a 80%) per cui l'aumento di potenza del TR non risolve la criticità (TR già di taglia massima) e richiede la costruzione di una nuova CS**

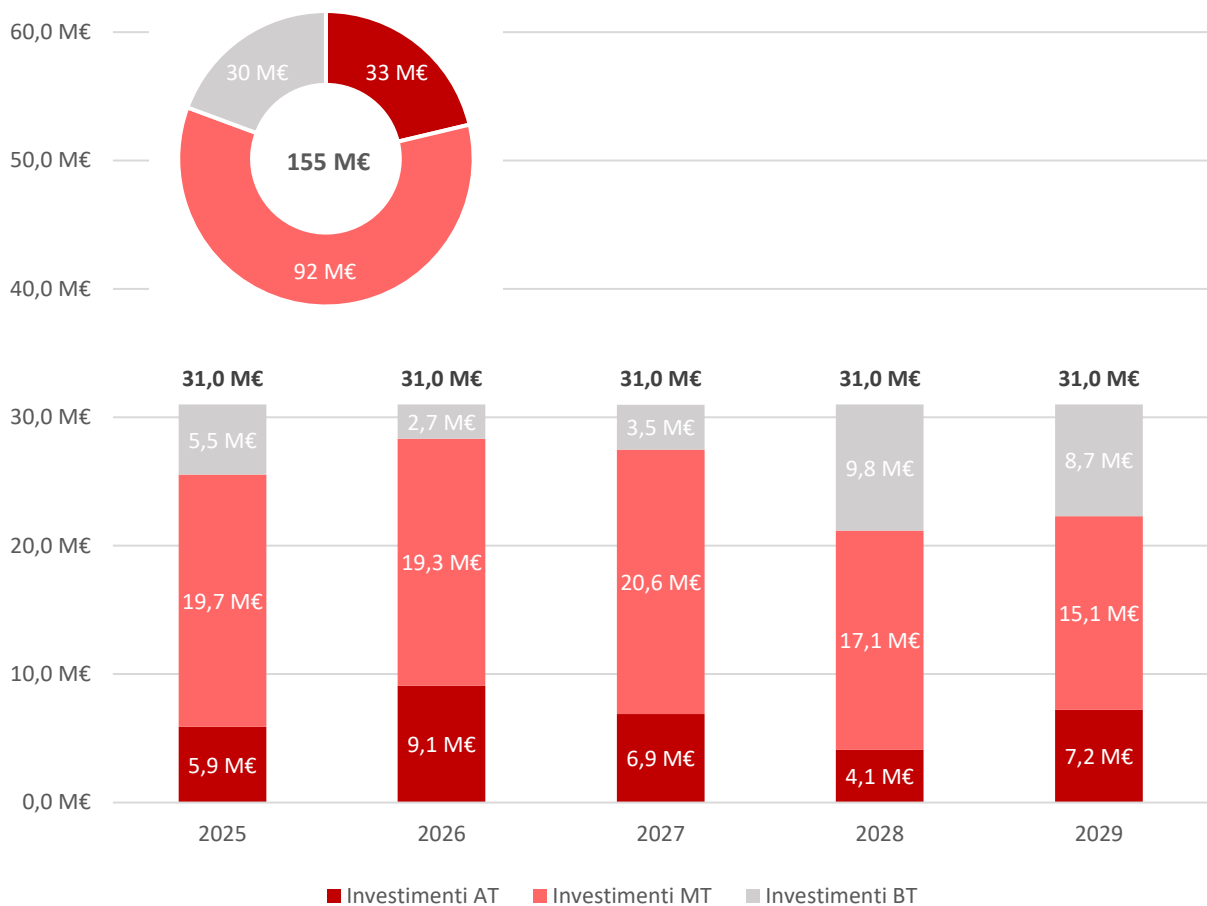
## 10 INTERVENTI PIANIFICATI

In questo capitolo vengono descritti i principali interventi di sviluppo della rete di SET, programmati sulla base dell'analisi delle criticità e delle esigenze di sviluppo evidenziate nel capitolo precedente.

Il perimetro oggetto di analisi del PdS25 comprende 74 interventi (identificati da un codice intervento nel Piano di Sviluppo). L'elenco è costituito da opere puntuali e da 7 interventi aggregati.

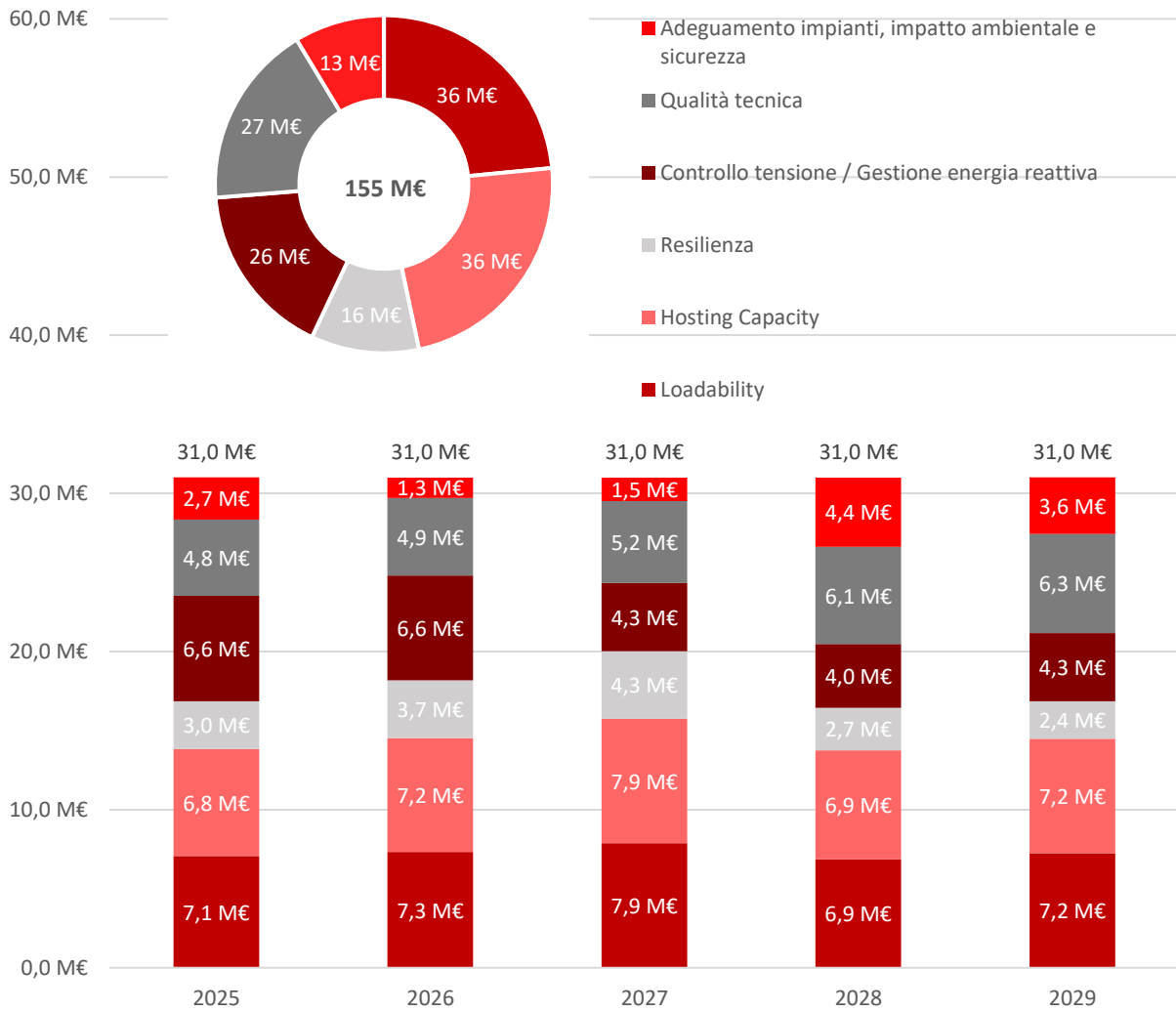
Il totale degli investimenti atteso dei suddetti interventi ammonta, al 31 dicembre 2024, a circa 167 M€ con un investimento consuntivato pari a 12 M€ (esclusi gli interventi aggregati), rimanendo sostanzialmente in linea con quanto previsto dal PdS23. Il totale degli investimenti attesi nei 5 anni di piano si attesta a 155 M€.

In Figura 54 viene data evidenza della suddivisione sulla base del livello di tensione relativo all'intervento.



**Figura 54 - Suddivisione degli investimenti nel periodo di riferimento del PDS 2025-2029 per livello di tensione**

In Figura 55 sono rappresentate la suddivisione degli investimenti per principale finalità dell'intervento, in modo da avere una rappresentazione immediata di come i diversi driver guidino gli interventi di sviluppo. È importante sottolineare che per alcuni interventi i driver di riferimento possono essere molteplici; pertanto, ai fini rappresentativi è stato deciso di riportare le finalità principali dell'intervento.



**Figura 55 - Suddivisione degli investimenti per Driver di riferimento**

In Figura 56 e Figura 57 viene rappresentata rispettivamente la percentuale degli investimenti e il numero delle opere del PdS25 suddivise per fase di avanzamento. I valori riportati non considerano i lavori aggregati, dal momento che sono caratterizzati da una continuità di realizzazione e pertanto vengono considerati tutti "Come da programma".

Al 31 dicembre 2024 la quasi totalità degli interventi risulta in linea con le tempistiche di entrata in esercizio previste, mentre 5 interventi sono stati ritardati con conseguente slittamento della data di completamento. I principali motivi di ritardo sono l'ottenimento delle autorizzazioni necessarie o ritardi nel completamento delle attività propedeutiche a cura Terna o degli utenti interessati. Si rileva come 2 interventi siano stati volontariamente posticipati, per dirottare le risorse in altri interventi prioritari. Maggiori dettagli e motivazioni riguardo gli slittamenti e le posticipazioni, sono fornite nella tabella riepilogativa degli interventi o nelle relative schede di intervento.

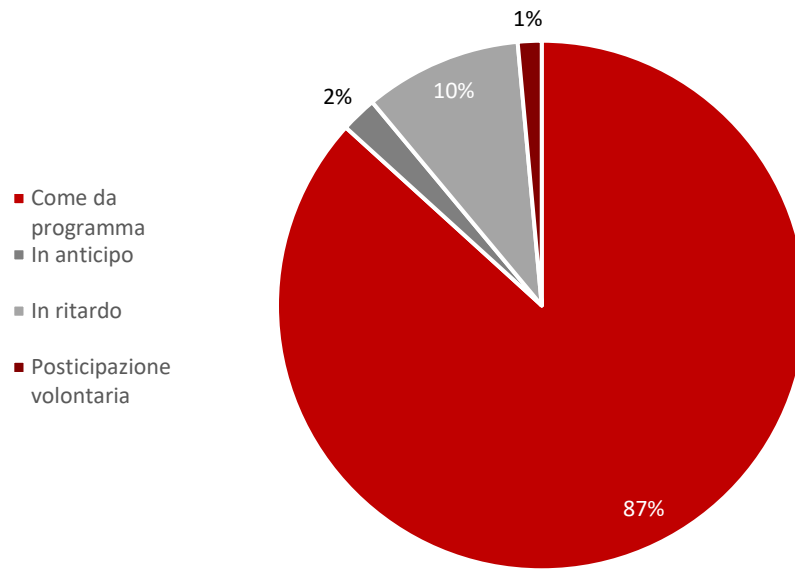


Figura 56 - Percentuale di investimenti del PdS 2025 per fase di avanzamento

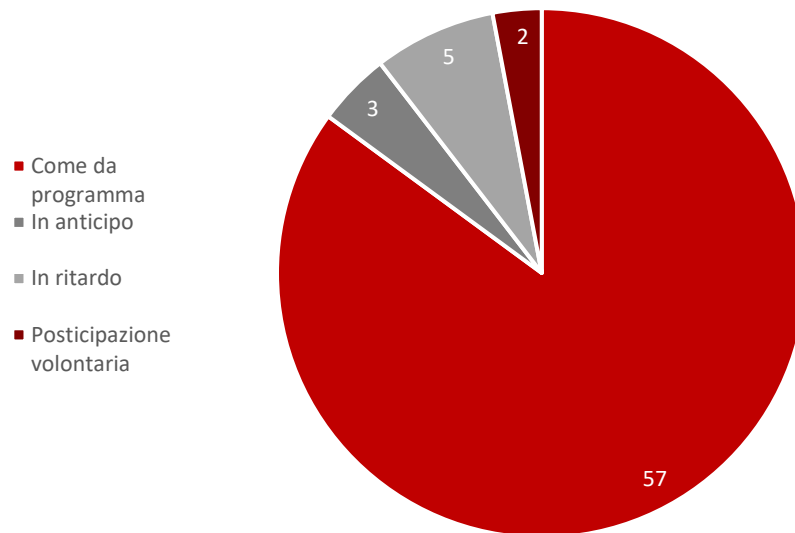


Figura 57 - Numero delle opere del PdS25 per fase di avanzamento

In Figura 58 e Figura 59 viene rappresentata la percentuale degli investimenti e il numero delle opere del PdS25 suddivise per stato di avanzamento dell'intervento.

Anche in questo caso non sono considerati i lavori aggregati, dal momento che sono caratterizzati da una continuità di realizzazione e pertanto vengono considerati tutti "in costruzione".

Una parte significativa degli interventi puntuali sono in fase di costruzione, a dimostrazione di una situazione positiva e in linea con le aspettative.

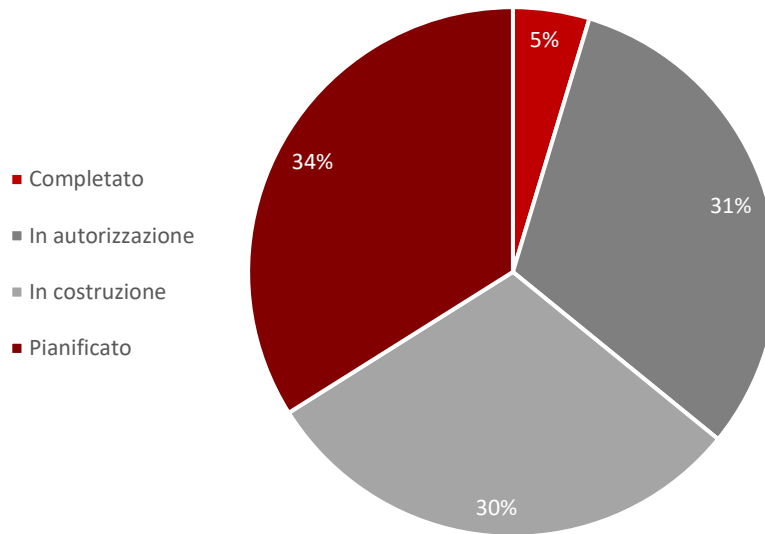


Figura 58 - Rappresentazione in percentuale dello stato lavori degli investimenti previsti per il PdS25

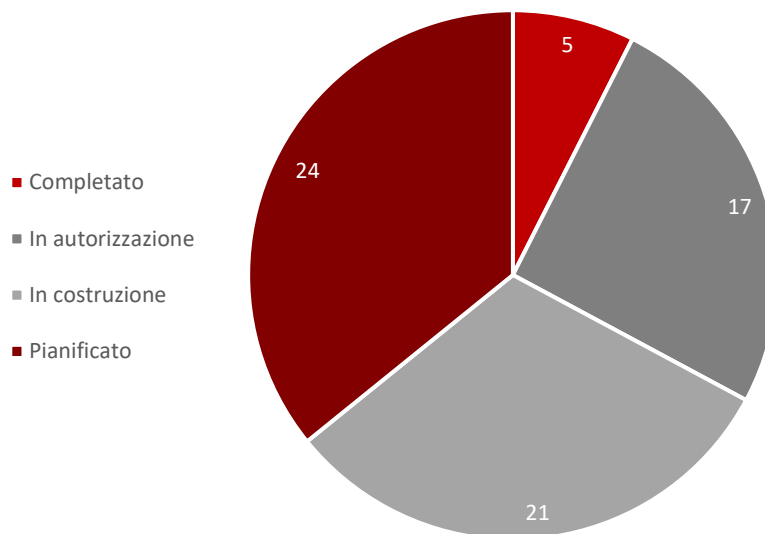


Figura 59 - Rappresentazione del numero di interventi previsti per il PdS25, suddivisi per stato lavori

Relativamente agli interventi completati, è opportuno segnalare la sostituzione di n.4 trasformatori AT/MT e il completamento di un importante lavoro di interrimento, ai fini resilienza, di una tratta della LMT Romeno.

Nei prossimi anni di piano, sono previsti numerosi interventi di rilevanza strategica, la cui realizzazione rappresenterà un'importante sfida per SET. L'ampio programma di investimenti pianificato richiederà un impegno significativo in termini di risorse, coordinamento e gestione operativa. Questo percorso di sviluppo testimonia l'attenzione di SET nell'anticipare e rispondere in modo proattivo alle evoluzioni della rete elettrica, garantendo un'infrastruttura sempre più efficiente, resiliente e adeguata alle nuove esigenze del sistema energetico.

## 10.1 INTERVENTI SU RETE AT

Gli impianti primari AT appresentano un'infrastruttura strategica per garantire la sicurezza e l'affidabilità del sistema di distribuzione elettrica. Gli interventi pianificati mirano a migliorare la resilienza della rete, a incrementare la capacità di trasformazione e a risolvere le criticità legate alla qualità della tensione, alla gestione del carico e della generazione distribuita.

Tutti gli interventi vengono pianificati e svolti in stretta collaborazione con Terna, con cui SET mantiene un costante confronto al fine di garantire una sinergia efficace tra la rete di distribuzione e quella di trasmissione. Inoltre, la pianificazione e l'implementazione di questi interventi avvengono in coerenza con il piano di sviluppo di Terna. Questo approccio garantisce che gli investimenti e gli adeguamenti effettuati da SET siano allineati con le esigenze e gli obiettivi dell'intero sistema elettrico nazionale, contribuendo così a garantire la sicurezza, l'efficienza e la qualità del servizio elettrico offerto agli utenti finali.

L'analisi delle simulazioni di rete ha evidenziato alcune aree particolarmente critiche in termini di oscillazioni di tensione, elevata densità di carico e necessità di sviluppo della rete MT, che richiedono interventi mirati sugli impianti AT.

Le CP di Lavis e San Michele sono caratterizzate da una elevata densità di carico e da prospettive di crescita sia in termini di assorbimento energetico che di nuova generazione distribuita.

Per far fronte a queste sfide, SET ha pianificato la realizzazione della nuova Cabina Primaria di Nave, che sarà posizionata strategicamente per supportare il crescente sviluppo della zona. La CP di Nave consentirà di migliorare la distribuzione del carico nell'area, riducendo la saturazione delle CP esistenti e garantendo una maggiore controalimentazione tra gli impianti.

Lo sviluppo delle aree afferenti alle CP di Lavis e S. Michele comporterà un significativo potenziamento della rete MT. In questo contesto si inserisce il piano di sostituzione e ampliamento dei quadri MT nelle CP di San Michele e Lavis. Questo intervento sarà fondamentale per supportare l'aumento dei carichi previsti e migliorare la qualità della tensione. Inoltre, la sostituzione dei quadri MT sarà realizzata con una forte attenzione alla riduzione dell'impatto ambientale, eliminando le apparecchiature contenenti SF6 e adottando soluzioni gas-free più sostenibili. Lo stesso approccio sarà seguito per la CP di Storo, dove è prevista la sostituzione del quadro MT con tecnologie innovative ed ecocompatibili.

Un'altra area significativa individuata dalle simulazioni è quella afferente alla CP di Tassullo, caratterizzata da forti oscillazioni della tensione e da un aumento rilevante del carico. Per risolvere le problematiche della zona, SET ha pianificato la realizzazione della nuova CP di Taio, che consentirà di stabilizzare il profilo di tensione, riducendo le fluttuazioni che attualmente impattano la qualità del servizio. L'intervento ha inoltre la finalità di alleggerire il carico della CP di Tassullo, distribuendo meglio i flussi di energia, migliorando l'affidabilità complessiva della rete e garantendo un soccorso efficace alle CP di Tassullo e Monclassico in caso di indisponibilità. La nuova CP di Taio si inserisce quindi come un elemento chiave per migliorare la gestione della rete in Val di Non e garantire una fornitura di energia più stabile e sicura.

In stato avanzato di realizzazione è la nuova CP di Cirè, che rappresenta un passo fondamentale nella razionalizzazione della rete 60 kV della Valsugana da parte di Terna. In parallelo, un altro intervento significativo riguarda la nuova CP di Grigno, che nasce con un duplice obiettivo: eliminare le criticità ambientali legate alla precedente infrastruttura, situata in un'area soggetta a rischio di caduta massi, e potenziare la rete MT locale, predisponendo anche la possibilità di chiudere ad anello la rete AT a 132 kV gestita da Terna.

Altro intervento strategico riguarda la nuova CP di Campitello, attualmente in fase di ultimazione. Questa infrastruttura consentirà un significativo miglioramento della qualità del servizio in Val di Fassa, un'area caratterizzata da una forte stagionalità del carico legata all'attività turistica.

A seguito delle interruzioni avute sulla rete AT e MT in occasione della tempesta Vaia, con Terna nel corso dell'anno 2019, sono stati condivisi degli interventi sulla rete AT per eliminare gli impianti primari in antenna realizzando nuove Cabine Primarie connesse su rete 132 kV in entra-esce in modalità magliata. In questo contesto si inseriscono i programmi relativi alla realizzazione della nuova CP di Tione e al rifacimento del reparto AT della CP di Nembia.

Per affrontare la dinamicità legata alla generazione distribuita e al profilo di tensione AT in continua evoluzione, l'azienda ha pianificato l'installazione di nuovi trasformatori AT/MT con una capacità di regolazione adeguata. Questi trasformatori saranno cruciali per garantire che la rete possa gestire in modo efficace le variazioni di tensione e i flussi di potenza legati alla generazione distribuita.

## 10.2 INTERVENTI SU RETE MT

Le simulazioni di rete condotte da SET hanno evidenziato le esigenze di sviluppo della rete MT, in particolare legate alla saturazione delle linee MT, al sovraccarico dei trasformatori MT/BT e alle oscillazioni di tensione. Questi aspetti richiedono interventi strutturali nei diversi territori, anche in considerazione degli sviluppi previsti sulla rete AT e sugli impianti primari.

Un'area particolarmente critica è quella afferente alla nuova CP di Taio e alla rete di Tassullo, che presenta significative problematiche legate alla gestione dei carichi, della generazione distribuita e alla stabilità della tensione. Per risolvere queste criticità, è stato previsto un potenziamento della rete MT a supporto dello sviluppo della nuova CP di Taio, che consentirà di migliorare l'alimentazione e il soccorso delle CP di Tassullo, garantendo una maggiore stabilità e affidabilità del sistema elettrico locale.

Uno dei principali fattori di influenza sulla rete MT è la diffusione della generazione distribuita, che in molte aree sta avendo un impatto rilevante sul controllo della tensione. Per rispondere a questa sfida, SET ha programmato un piano di installazione massiva di trasformatori MT/BT con regolatore sotto carico, al fine di gestire in modo più efficace le oscillazioni di tensione nei nodi MT maggiormente impattati dalla produzione da fonti rinnovabili. Parallelamente, per rispondere alle crescenti richieste di connessione da parte degli utenti e garantire una distribuzione dell'energia più efficiente, è prevista la realizzazione di nuove cabine secondarie e il potenziamento di quelle esistenti.

Oltre alle criticità legate alla generazione distribuita, vi sono situazioni di sviluppo del carico più puntuali, strettamente collegate a fattori specifici del territorio. Nelle zone di Lavis, San Michele e Arco, si osservano sviluppi significativi legati all'industria, con una domanda crescente di potenza e di energia. Anche il tema della mobilità elettrica impatta in modo significativo in alcune porzioni del territorio della rete di SET, in particolare per San Michele risulta legato agli sviluppi infrastrutturali relativi all'autostrada A22. Questa evoluzione richiede interventi sulla rete MT volti a garantire la capacità di alimentazione necessaria nel lungo termine.

Un altro settore strategico è quello dei data center, in particolare nella zona della Val di Non, dove la crescente richiesta di energia si aggiunge a un'area già caratterizzata da forti impatti dovuti allo sviluppo della rete. In questo contesto, il potenziamento della rete MT di Taio e Tassullo diventa cruciale per assicurare un'adeguata capacità di alimentazione e stabilità del sistema.

Un ulteriore fattore di rilievo per la rete di SET è lo sviluppo dell'elettrificazione delle ferrovie, che in alcuni casi può avere impatti diretti sulla rete di distribuzione, come nel caso dell'elettrificazione della tratta Trento – Borgo Valsugana, della linea ferroviaria Trento – Bassano, che sarà alimentata in parte tramite la rete di distribuzione di SET. In questo contesto si inseriscono gli interventi di sviluppo della rete MT afferente agli impianti primari della CP di Borgo e della nuova CP di Grigno.

Un'altra area che necessita di interventi specifici è quella legata agli impianti di innevamento, che rappresentano un elemento chiave per il settore turistico e sciistico. La Val di Fiemme e l'area di Pampeago sono particolarmente interessate da questi sviluppi, che richiedono il potenziamento delle linee MT per garantire una fornitura elettrica adeguata.



Parallelamente, SET ha pianificato una razionalizzazione della rete della CP di Varena e Campitello, finalizzata a migliorare la gestione dell'energia in queste aree a forte stagionalità di consumo.

SET opera in un contesto caratterizzato dalla presenza di numerosi DSO sottesi, le cui necessità di sviluppo richiedono un'attenta pianificazione e un efficace coordinamento. Per soddisfare queste esigenze, è stato programmato il potenziamento della rete MT in uscita dalla futura CP di Tione, con l'obiettivo di supportare la crescita delle reti gestite da CEIS e ASM Tione, contribuendo a uno sviluppo armonizzato del sistema elettrico provinciale.

Un altro aspetto fondamentale nella pianificazione degli interventi sulla rete MT è il miglioramento della resilienza della rete, reso necessario dall'aumento della frequenza di eventi atmosferici estremi che si traducono in come caduta alberi, vento forte e nevicate intense. Per affrontare queste problematiche, SET ha individuato interventi volti a potenziare la rete MT, chiudere le antenne isolate e sviluppare nuove interconnessioni con altri DSO, in modo da garantire maggiore sicurezza e continuità del servizio. In particolare, sono previsti interventi di interconnessione con e-distribuzione, Edyna e ARE, per ottimizzare la gestione del sistema elettrico e rafforzare la cooperazione tra i diversi operatori di rete.

SET ha inoltre avviato una serie di misure per la riduzione dell'impatto ambientale, integrando nei propri progetti soluzioni che minimizzano la visibilità degli impianti, evitano di interessare aree di pregio ambientale e, dove possibile, prevedono la realizzazione di linee interrate. Una delle azioni più rilevanti in questo ambito è la progressiva riduzione delle linee elettriche aeree in tratta boscata, con una media di 30 km di linee aeree in bosco demolite ogni anno negli ultimi quattro anni. Questa iniziativa ha un doppio vantaggio: migliora la continuità del servizio e consente il recupero delle aree forestali. Un'altra azione significativa è la sostituzione dei trasformatori su palo con cabine secondarie in muratura, con una media di 12 trasformatori sostituiti annualmente negli ultimi quattro anni. Questa misura riduce il rischio di impatti ambientali e migliora la sicurezza dell'infrastruttura. Inoltre, dal 2015, con l'entrata in vigore del Regolamento Europeo 548/2014, SET utilizza trasformatori di distribuzione MT/BT a basse perdite di tipo Ao/Ak, che garantiscono prestazioni migliori rispetto agli standard minimi richiesti. Parallelamente, SET ha scelto di impiegare trasformatori con olio vegetale biodegradabile, in sostituzione degli oli minerali tradizionali, per ridurre l'impatto ambientale e il rischio di contaminazione. Anche per quanto riguarda i trasformatori AT/MT, SET ha aggiornato le specifiche tecniche in conformità con le normative europee, adottando apparecchiature con un indice di efficienza di picco (PEI) migliorato. In linea con la strategia aziendale per la sostenibilità, SET ha introdotto quadri MT privi di SF6, anticipando le disposizioni del Regolamento UE 2024/573, che a partire dal 1° gennaio 2026 vieterà l'uso di gas fluorurati a effetto serra. Attualmente, l'azienda sta conducendo indagini di mercato per approvvigionarsi di apparecchiature conformi alle nuove normative. Un'altra innovazione riguarda l'adozione di cavi MT con isolamento in HPTE (polietilene ad alta densità), che offrono un impatto ambientale inferiore rispetto ai tradizionali cavi in XLPE. Questo materiale, oltre a essere completamente riciclabile, riduce le emissioni di CO<sub>2</sub> del 30% nel processo produttivo, contribuendo alla sostenibilità complessiva della rete.

Un ulteriore intervento di rilievo riguarda la compensazione della capacità della rete MT, necessaria per bilanciare l'aumento dell'energia reattiva immessa nella rete di trasmissione nazionale (RTN). SET ha individuato la soluzione nella installazione massiva di reattanze distribuite MT e BT, che consentirà di ridurre l'impatto della capacità di rete sulla RTN e migliorare la stabilità del sistema elettrico. Questa scelta strategica è finalizzata a garantire un bilanciamento ottimale dei flussi di energia reattiva, con benefici sia per la rete locale sia per l'intero sistema elettrico nazionale.

## 10.3 INTERVENTI SU RETE BT

Gli interventi sulla rete BT non assumono singolarmente rilevanza economica tale da comportare un'evidenza puntuale nei piani di investimento. Indipendentemente dall'entità degli impegni di spesa ad essi associati, tali interventi sono condotti in conformità a metodologie di analisi e criteri di sviluppo, individuati con riferimento allo specifico livello di tensione.

A seguito della continua riduzione delle interruzioni su rete MT, la rete BT ha assunto particolare rilevanza in termini di durata e quindi SET ha concentrato la propria attenzione anche su di essa.

L'attività di sviluppo della rete BT è legata alla necessità di garantire la connessione di nuovi utenti, sia passivi che attivi, rispondendo all'aumento della domanda di energia e alla crescente diffusione della generazione distribuita. L'elettificazione dei consumi e l'incremento degli impianti di produzione, in particolare fotovoltaici, stanno determinando

un numero crescente di richieste di connessione, richiedendo un adeguamento costante della rete per mantenere elevati standard di servizio.

## 10.4 INTERVENTI FINANZIATI DAL PIANO NAZIONALE DI RIPRESA E RESILIENZA (PNRR)

SET ha presentato alcuni progetti di investimento nell'ambito del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) con l'obiettivo di migliorare ulteriormente la qualità e l'efficienza della propria rete di distribuzione e contribuire agli obiettivi di transizione energetica del Paese. I progetti presentati da SET sono risultati ammissibili ma non finanziati.

## 10.5 INTERVENTI DI DIGITALIZZAZIONE, SISTEMI DI TELECOMUNICAZIONE E INNOVAZIONE TECNOLOGICA

SET sta implementando una serie di interventi volti a potenziare la digitalizzazione e l'innovazione tecnologica della rete di distribuzione, con l'obiettivo di migliorare l'affidabilità, la sicurezza e l'efficienza del servizio. Una possibile soluzione è rappresentata dall'adozione di un sistema avanzato di gestione della distribuzione dell'energia (ADMS - Advanced Distribution Management System). SET sta attivamente valutando le soluzioni disponibili e i possibili benefici nell'integrazione con i propri processi e sistemi. L'ADMS potrebbe consentire di integrare in un'unica piattaforma i dati provenienti dai diversi sistemi aziendali e dagli apparati di campo, permettendo una gestione ottimizzata delle operazioni di rete, la previsione delle congestioni e il supporto alle decisioni in tempo reale. In questo contesto l'ADMS potrebbe rappresentare un'evoluzione fondamentale nella supervisione e nel controllo della rete.

Per migliorare il monitoraggio e il controllo della rete BT, SET sta avviando l'installazione di interruttori "smart" e dispositivi di misura avanzati nelle cabine secondarie, che consentiranno di acquisire dati in tempo reale sui parametri di esercizio e sulle condizioni ambientali delle cabine (temperatura, umidità, allagamenti, manomissioni). Queste informazioni saranno integrate nei sistemi aziendali per consentire interventi tempestivi e migliorare la qualità del servizio.

Un altro ambito di sviluppo riguarda l'integrazione dei dati di misura degli utenti nei sistemi di simulazione di rete. SET sta lavorando per sfruttare al meglio le informazioni provenienti dai misuratori intelligenti e da altre fonti di monitoraggio, con l'obiettivo di incrementare il dettaglio e la precisione delle simulazioni della rete. Questo consentirà di tradurre i dati raccolti in un valore aggiunto concreto, migliorando le capacità previsionali e permettendo una pianificazione più efficace degli interventi.

In parallelo, SET sta investendo nel potenziamento dei sistemi di analisi e simulazione, strumenti essenziali per comprendere e anticipare le dinamiche del sistema elettrico. Questi sistemi avranno il compito di effettuare simulazioni avanzate dei flussi di potenza, analizzare il comportamento della rete in differenti scenari operativi e individuare eventuali criticità legate alla crescita della generazione distribuita e all'elettificazione dei consumi. L'integrazione dei dati di misura reali con modelli di rete sempre più dettagliati permetterà di affinare le strategie di sviluppo, rendendo la pianificazione degli investimenti più efficace e mirata.

## 10.6 PROGETTO 2G

Il Piano di Messa in Servizio dei contatori elettronici di seconda generazione è stato redatto sulla base dei principi esposti dall'ARERA, in termini di trasparenza delle scelte di investimento degli operatori regolati, dando evidenza delle motivazioni alla base dell'investimento, degli output prodotti dallo stesso in termini di miglioramento delle performance attese e degli ingenti benefici per l'intero sistema elettrico, correlati a tale innovazione nel servizio di misura.

Coerentemente con le delibere ARERA 306/19/R/eel (come aggiornata con delibera ARERA 724/2022/R/eel) e 105/21/R/eel nel 2022 ha preso avvio ufficialmente il progetto di sostituzione massiva dei misuratori 1G con i nuovi misuratori 2G, sulla base del Piano di Sostituzione Massiva approvato da parte dell'Autorità nel corso del 2021, che prevede la sostituzione dell'intero parco di contatori in bassa tensione, che allo stato attuale ammonta a circa 410 mila misuratori, entro la fine del 2025.

La pianificazione delle sostituzioni massive ha previsto l'installazione dei nuovi misuratori su tutte le utenze in rete SET connesse in bassa tensione e sugli impianti di produzione nel corso del periodo 2022-2025, l'aggiornamento del parco concentratori e l'evoluzione degli attuali Sistemi Centrali (in particolare Telegestore e MDM) per la gestione dei dati di misura quart'orari e dei relativi flussi verso il SII, GSE e Terna.

Il nuovo contatore si pone come componente essenziale per gli sviluppi attuali e futuri relativi alle reti intelligenti.

Il nuovo sistema di misura rende possibile un'evoluzione del sistema elettrico grazie anche all'introduzione di nuovi servizi e alla possibilità di realizzare importanti efficientamenti nei processi.

I principali effetti positivi dell'adozione del nuovo sistema di Smart Metering derivano dalla possibilità di:

- consentire al cliente di fruire dei dati di misura in Near Real Time, in modo da accrescere la consapevolezza circa il suo comportamento di consumo;
- permettere ai venditori, grazie alla disponibilità dei dati di consumo al quarto d'ora per tutta la clientela, di elaborare nuove tipologie di offerta;
- rivedere il processo del Settlement e la possibilità per i venditori di trasferire segnali di prezzo orari basati su dati reali e non su profilazioni convenzionali;
- facilitare una maggiore programmabilità dei volumi in prelievo e in immissione per gli Utenti del Dispacciamento e per il Gestore della Rete di Trasmissione;
- introdurre nuovi strumenti di contrasto alla morosità, nonché aumentare l'efficacia della misura già oggi in atto per prevenire e contenere tale fenomeno;
- migliorare la gestione della rete elettrica attraverso la disponibilità di dati capillari sulle diverse grandezze elettriche misurate.

## 11 ALLEGATI

- Allegato A - Schede interventi;
- Allegato B - Riepilogo interventi;
- Allegato C - Linee guida per lo sviluppo di scenari energetici di distribuzione elettrica.

